

Bilancio Esercizio 2019



Sommario

	Organi sociali	8
	Mission	9
	Lettera al socio ed agli stakeholder	10
	RELAZIONE SULLA GESTIONE	12
01	I risultati	13
02	Assetto societario	15
03	Contesto di riferimento	15
03.01	La distribuzione del gas metano	15
03.02	La distribuzione dell'energia elettrica	23
03.03	I servizi pubblici locali	23
03.04	Normativa relativa alle società partecipate dagli Enti Locali	24
04	Quadro regolatorio del mercato della distribuzione gas metano	28
04.01	Linee guida del sistema regolatorio	28
04.02	Regolazione tariffaria	29
04.03	Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura del gas	32
04.04	Servizio di Default	33
04.05	Smart meter gas	34
04.06	Biometano	35
04.07	Fatturazione elettronica	35
05	Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica	36
05.01	Regolazione tariffaria	36
06	Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica	40
06.01	Smart metering 2G	40
07	Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano	42
08	Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione energia elettrica	44
09	Attività di gestione e sviluppo degli altri settori in cui opera la società	45
09.01	Illuminazione pubblica	45
09.02	Centro Ispezioni Metrologiche	46
09.03	Servizi specialistici intercompany	46
10	Gestione operativa	46
10.01	Brianza Innovation	46
10.02	Digitalizzazione	47
10.03	Efficienza Energetica	47

10.04	Efficienza operativa	48
10.05	Gare ATEM	48
10.06	Sostituzione misuratori gas	49
10.07	Innovazione e ricerca	49
10.08	Protezione dei dati	49
11	Persone	49
12	Salute e sicurezza	51
13	Sistema di Gestione Energetica Ambientale	51
14	Investimenti	52
15	Risparmio energetico	54
16	Attività di comunicazione	57
17	Profilo patrimoniale	58
18	Ricerca e sviluppo	60
19	Relazione di Governo	60
19.01	Organizzazione societaria	61
19.02	Organi di gestione e controllo operativi nella Società	61
19.03	Consiglio di Amministrazione	61
19.04	Gestore Indipendente	62
19.05	Collegio Sindacale	62
19.06	Revisore Legale	63
19.07	Organismo di Vigilanza	63
19.08	Organismo Indipendente di Valutazione	63
19.09	Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza	63
19.10	Sistema di controllo interno	64
19.11	Codice Etico	64
19.12	Modello Organizzativo 231	65
19.13	Monitoraggio	65
20	Fattori di rischio normativo	65
21	Rischi di mercato	66
22	Rischi operativi	66
23	Rischi connessi al malfunzionamento e all'interruzione del servizio di distribuzione	67
24	Rischi connessi alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale	67
25	Rischi connessi al rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas	68
26	Rischio connesso all'installazione dei misuratori elettronici gas	68
27	Rischi connessi all'andamento dei prezzi delle forniture	69
28	Rischi connessi agli obiettivi di risparmio di energia primaria	69
29	Rischi di concentrazione del fatturato e rischio credito	69
30	Rischi liquidità e rischio cambio	70
31	Contenzioso	70

32	Erogazioni pubbliche ricevute	70
33	Altre informazioni	70
34	Rapporti con parti correlate	71
35	Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute	71
36	Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate	72
37	Evoluzione prevedibile della gestione	72
37.01	Emergenza epidemiologica	72
37.02	Investimenti	72
37.03	Distribuzione gas	73
37.04	Distribuzione energia elettrica	73
37.05	Servizio di illuminazione pubblica	73
37.06	Servizi smart	73
	PROSPETTI PATRIMONIALI ECONOMICI FINANZIARI	74
	NOTE ESPLICATIVE	82
01	Dichiarazione di conformità e criteri di redazione	83
02	Prima applicazione dei principi contabili internazionali	83
02.01	Principio generale	83
02.02	Schemi di bilancio	83
02.03	Principi contabili ed emendamenti applicabili dal 1° gennaio 2019	83
02.04	Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società	86
02.05	Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea	86
03	Criteri di valutazione	87
03.01	Immobili, impianti e macchinari	87
03.02	Beni in leasing	88
03.03	Altre attività immateriali	88
03.04	Perdite durevoli di valore	89
03.05	Partecipazioni	89
03.06	Altre Attività finanziarie	89
03.07	Altre Attività	89
03.08	Rimanenze	89
03.09	Crediti	90
03.10	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	90
03.11	Fondi per rischi ed oneri	90
03.12	Fondi per benefici ai dipendenti	90
03.13	Debiti	90
03.14	Finanziamenti	90
03.15	Riconoscimento dei ricavi	91
03.16	Proventi finanziari	91

03.17	Oneri finanziari	91
03.18	Imposte sul reddito dell'esercizio	91
03.19	Uso di stime	91
04	Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario	92
05	Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo	104
05.01	Classi di strumenti finanziari	111
05.02	Rischio di credito	112
05.03	Rischio di tasso	113
05.04	Rischio di liquidità	115
06	Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.	118
07	Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio	120
	ALLEGATO	122
01	Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento	123
	RELAZIONE SOCIETÀ DI REVISIONE E COLLEGIO SINDACALE	126

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente	Mario Carlo Novara
Consigliere	Marco Vigna Taglianti
Consigliere	Micaela Zaninelli

COLLEGIO SINDACALE

Presidente	Giovanna Ceribelli
Sindaco effettivo	Fabio Bellotti
Sindaco effettivo	Guido Ferraro

REVISORE LEGALE

BDO ITALIA S.p.A.

DIREZIONE

Direttore Generale	Mario Carlo Borgotti
--------------------	----------------------

Mission

Eredi di una storia iniziata il 24 luglio 1887, oggi la nostra missione è di essere tra le prime aziende italiane nella distribuzione di energia per qualità ed efficienza del servizio offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente, capacità innovativa, sicurezza e forte radicamento territoriale

Lettera al socio ed agli Stakeholder

Signori,

Con il bilancio 2019 si conclude il mandato dell'attuale Consiglio di Amministrazione.

In questi tre anni la nostra azione si è focalizzata sulla creazione di valore da condividere con i soci e con il territorio, perseguendo una chiara strategia di sviluppo basata sui seguenti pilastri: innovare e catturare le opportunità legate ai nuovi modelli di business; puntare all'eccellenza operativa attraverso una forte digitalizzazione dei processi gestionali; ridurre i costi, migliorando la redditività e investire in tecnologie «intelligenti» in grado di offrire nuovi servizi alle comunità locali.

Attraverso iniziative e progetti come "Le Reti del Cuore" e "Brianza Innovation", RetiPiù ha voluto realizzare la nuova idea di utility 4.0, in grado di sviluppare una rete immateriale di idee, valorizzando il patrimonio culturale ed umano delle comunità in cui opera, rafforzando il proprio radicamento locale.

Oggi la vostra Società è una realtà concentrata sull'innovazione e sulla sostenibilità; pronta cogliere le opportunità di quella che il filosofo Luciano Floridi ha definito la "quarta rivoluzione", forte della consapevolezza che le sfide della digitalizzazione si vincono non servendosi della tecnologia, ma grazie alla capacità di utilizzare le opportunità offerte dalle nuove tecnologie.

Sotto il profilo della crescita il risultato economico conseguito ha visto il consolidamento della performance aziendale attestata da anni su livelli di eccellenza.

Il Margine Operativo Lordo è stato pari a 18,5 milioni di euro, mentre il livello degli investimenti ha raggiunto 14 milioni di euro, registrando un utile netto di 4,6 milioni di euro.

Questi risultati sono il frutto della professionalità delle nostre persone, che lavorano con dedizione e senso di responsabilità e che, anche in momenti difficili come quelli che stiamo affrontando in questi giorni di emergenza sanitaria, continuano ad operare per garantire a tutte le comunità da noi servite di continuare ad usufruire dei servizi essenziali che rappresentano il nostro core business.

Ringraziamo, anche a nome del Consiglio di Amministrazione, tutti gli uomini e le donne di RetiPiù per il loro quotidiano impegno e l'energia che sanno mettere al servizio della nostra azienda.

Ringraziamo, infine, tutti i componenti del Consiglio di Amministrazione e del Collegio Sindacale per il determinante contributo alla crescita della Società.

I prossimi anni vedranno gli uomini e le donne di RetiPù affrontare sfide impegnative e fondamentali, come le gare il rinnovo delle concessioni gas, il lavoro svolto in questi anni ed i risultati raggiunti, sono garanzia di successo.

Desio, 28 maggio 2020

Per il Consiglio di Amministrazione

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente
Mario Carlo Novara

The background features a vibrant yellow field with a complex pattern of thin, grey, wavy lines that create a sense of depth and movement, resembling a stylized, abstract landscape or a series of overlapping, curved planes.

Relazione sulla gestione

01 I Risultati

I ricavi dell'esercizio 2019 sono stati pari a 34,2 milioni di euro, in riduzione di circa 400 mila euro rispetto al dato 2018, tale decremento è generato dalla differenza tra i maggiori ricavi derivanti dal riconoscimento degli investimenti effettuati sulle reti e sugli impianti di distribuzione energia elettrica e gas metano per 600 mila euro e minori sopravvenienze attive per 1 milione di euro relativi alla perequazione dei ricavi energia elettrica degli anni precedenti. I costi operativi sono stati pari a 11,4 milioni di euro, in aumento di circa 1,2 milioni di euro. Questo aumento scaturisce dall'aumento dei costi operativi per servizi correlati alle gare ATEM, alle attività di sviluppo del Brianza Innovation, ai contratti infragruppo, all'iniziativa Reti del Cuore (1,4 milioni di euro), compensati dall'applicazione dell'IFRS 16 (250 mila).

Le capitalizzazioni, che risultano pari a 12 milioni di euro, sono in incremento rispetto al dato 2018 (11,1 milioni di euro). Tale variazione è dovuta principalmente alla realizzazione di interventi su reti ed impianti per migliorare gli standard di qualità e sicurezza e ad aumentare l'efficienza dei sistemi distributivi gas ed energia elettrica nel loro complesso. A questi si aggiunge l'attività di sostituzione massiva dei misuratori gas metano in ottemperanza alle disposizioni dall'Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico.

L'EBITDA risulta pari a 18,5 milioni di euro, in riduzione rispetto al dato del 2018 (-1,4 milioni di euro).

Gli ammortamenti riferiti a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 10 milioni di euro, con un incremento di 400 mila euro rispetto al dato 2018.

Si è provveduto ad un accantonamento a fondi per 2 milioni di euro.

L'utile operativo (EBIT) pertanto è stato pari a 6,7 milioni di euro.

Gli oneri e proventi della gestione finanziaria, pari a -196 mila euro, sono dovuti principalmente agli oneri per finanziamenti a m/l termine e, in maniera residuale, a proventi per la remunerazione delle giacenze di cassa.

L'utile lordo si attesta a 6,5 milioni di Euro e l'utile netto a 4,6 milioni di euro.

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO (migliaia/€)	31.12.2019	31.12.2018
Ricavi delle vendite e prestazioni	32.634	31.963
Variazione lavori in corso	-	-
Altri ricavi e proventi	1.578	2.618
TOTALE RICAVI OPERATIVI	34.212	34.581
Costi operativi	(11.419)	(10.156)
VALORE AGGIUNTO	22.793	24.425
Costo del personale	(4.270)	(4.484)
MARGINE OPERATIVO LORDO (EBITDA)	18.523	19.941
Ricavi/(Costi) non ricorrenti	287	-
MOL POST PARTITE NON RICORRENTI	18.810	19.941
Ammortamenti e svalutazione di immobilizzazioni	(10.046)	(9.613)
Accantonamenti per rischi su crediti e diversi	(2.039)	(3.429)
MARGINE OPERATIVO NETTO (EBIT)	6.725	6.899
Risultato gestione finanziaria	(196)	(215)
Rettifiche di attività finanziarie	-	-

RISULTATO ANTE IMPOSTE	6.529	6.684
Imposte sul reddito	(1.921)	(1.891)
Adeguamento fiscalità differita		-
Risultato netto	4.608	4.793

Il capitale investito netto nel corso del 2019 è passato da 164,3 a 166,8 milioni di euro.

Le attività immobilizzate nette al 31 dicembre 2019 ammontano a 159 milioni di euro, contro i 157,6 milioni del 2018.

Il patrimonio netto è passato da 159 a 162 milioni di euro.

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2019 si attesta a -5,3 milioni di euro rispetto a -5,2 milioni di euro del 2018. L'indebitamento è costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine pari a 6,4 milioni di euro, non impatta in maniera significativa sulla struttura patrimoniale di RetiPiù Srl.

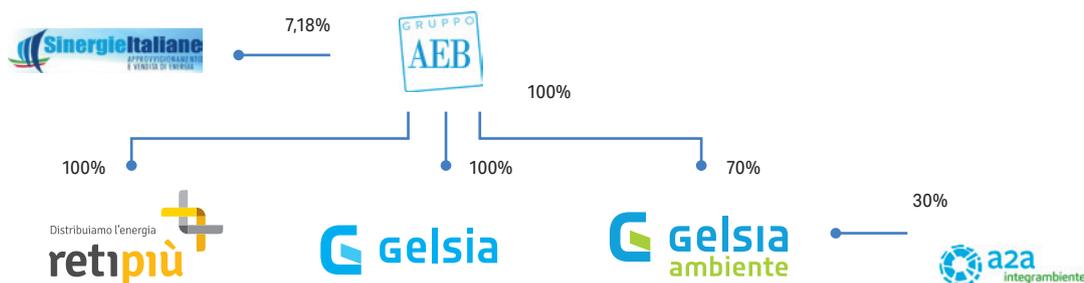
CAPITALE INVESTITO E FONTI DI FINANZIAMENTO (migliaia/€)	31/12/2019	31/12/2018
Capitale immobilizzato	158.995	157.556
Capitale circolante	7.828	6.743
Capitale investito netto	166.823	164.300
Patrimonio netto	161.570	159.072
Debiti finanziari a m/l termine	6.416	7.774
Posizione finanziaria netta	(1.163)	(2.546)
Totale fonti di finanziamento	166.823	164.300

IMPIEGHI (in migliaia di euro)	Fonti (in migliaia di euro)		
Immobilizzi netti	158.995	Mezzi propri	161.570
Magazzino	1.578	Debiti commerciali	6.496
Crediti commerciali	10.910	Debiti per imposte	308
Crediti per imposte	1.000	Altre passività correnti	3.497
Altre attività correnti	4.639	Finanziamenti a M/L	6.416
Crediti v/controlante	2.104	Finanziamenti a breve	2.542
Disponibilità liquide	1.601		
Totale	180.828	Totale	180.828

02 Assetto societario

RetiPiù Srl è una società del Gruppo AEB SpA.

Il Gruppo AEB ha vissuto negli ultimi due anni un radicale processo di riorganizzazione, finalizzato ad ottimizzare l'assetto societario, attraverso la trasformazione della capogruppo AEB SpA in holding di gruppo. In una prima fase, conclusasi nell'ottobre 2018, il processo ha comportato la cessione ad AEB SpA da parte di Gelsia Srl, Gelsia Ambiente Srl e RetiPiù Srl dei propri rami di attività di staff, amministrativi e gestionali comprensivi del relativo personale. Successivamente, nel corso del 2019, AEB SpA ha avviato la fase di completamento del processo di razionalizzazione del Gruppo finalizzata a far confluire tutti i soci pubblici delle società del Gruppo in AEB SpA, attraverso il conferimento in AEB SpA delle quote detenute dai soci di RetiPiù Srl, Gelsia Srl e Gelsia Ambiente Srl in tali società, ad eccezione del 30% detenuto da A2A Integrambiente Srl in Gelsia Ambiente Srl. Tale percorso, conclusosi nel dicembre 2019, ha determinato l'attuale struttura di governance:



03 Contesto di riferimento

RetiPiù Srl progetta, costruisce e gestisce reti gas, elettricità e illuminazione pubblica. Erede di una storia iniziata il 24 luglio 1887, oggi la sua missione è di essere tra le prime aziende italiane nella distribuzione di energia per qualità ed efficienza del servizio offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente, capacità innovativa, sicurezza e forte radicamento sul territorio.

RetiPiù Srl persegue da alcuni anni una strategia di crescita, basata sull'apertura a nuovi modelli di business, finalizzata al mantenimento e consolidando della propria quota di mercato nei settori core.

03.01 La distribuzione del gas metano

Il servizio di distribuzione gas metano è un servizio pubblico locale, normato dal D.Lgs 23 maggio 2000, n. 164, che consiste nel trasporto del gas, attraverso reti di gasdotti locali, dai punti di consegna presso le cabine di riduzione e misura interconnesse con le reti di trasporto (REMI) fino ai punti di riconsegna presso i clienti finali (PDR.). Nell'ambito delle attività di distribuzione gas, svolte in regime di concessione, RetiPiù Srl deve garantire:

- > La connessione alle reti gestite a tutte le società di vendita autorizzate alla commercializzazione nei confronti dei clienti finali che ne facciano richiesta. Il rapporto tra le società di distribuzione e le società di vendita è regolato da un apposito documento, definito "Codice di Rete", nel quale sono precisate le prestazioni svolte dal distributore, suddivise fra quelle principali (servizio di distribuzione del gas; gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.), accessorie (esecuzione di nuovi impianti; modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.) e opzionali (manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, ecc.);
- > La continuità e sicurezza dei servizi, nel rispetto delle norme tecniche e delle regole imposte dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Autorità). L'attuale normativa stabilisce le condizioni tecniche e procedurali relative ai servizi gestiti, le condizioni economiche e le tariffe da applicare, i livelli minimi di qualità dei servizi da garantire, gli indennizzi previsti in caso di mancato rispetto degli standard di qualità dei servizi erogati.

Il mercato della distribuzione è stato oggetto di una notevole concentrazione, che ha visto passare il numero degli operatori attivi dai 774 del 1998, agli attuali 227, con una riduzione di più del 70%. Il processo di concentrazione sembra aver subito una battuta di arresto a partire dal 2011, probabilmente a causa dell'avvio della definizione del contesto normativo di inquadramento delle gare per il rinnovo delle concessioni del servizio sulla base degli Ambiti Territoriali Minimi, che ha visto introdurre numerose e sostanziali novità nel settore.

Oggi la concentrazione del mercato è la seguente e RetiPiù Srl, con quasi 210.000 punti di riconsegna gestiti si colloca tra i grandi operatori.

OPERATORI *	2018	2017	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009
PER NUMERO	207	210	218	226	228	228	226	227	235	251
Molto grandi	7	7	8	8	8	7	8	9	9	9
Grandi	19	20	20	22	22	26	27	25	23	25
Medi	22	22	22	22	20	20	18	18	23	22
Piccoli	101	104	110	114	117	115	112	114	112	119
Piccolissimi	58	57	58	60	61	60	61	61	68	76
PER VOLUME DISTRIBUITO M(M3)	32.116	31.654	31.078	31.184	29.470	34.241	33.913	34.295	36.336	34.048
Molto grandi	20.498	19.967	19.511	18.375	17.414	19.553	19.309	19.677	21.016	19.023
Grandi	6.052	5.941	5.843	7.099	6.754	8.682	8.834	8.591	8.243	8.355
Medi	2.413	2.407	2.240	2.228	2.020	2.227	2.034	2.015	2.912	2.574
Piccoli	2.963	3.141	3.290	3.297	3.105	3.578	3.512	3.780	3.909	3.797
Piccolissimi	191	198	194	184	176	202	223	233	257	298

*

Molto grandi: operatori con più di 500.000 clienti.

Grandi: operatori con un numero di clienti compreso tra 100.000 e 500.000.

Medi: operatori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000.

Piccoli: operatori con un numero di clienti compreso tra 5.000 e 50.000.

Piccolissimi: operatori con meno di 5.000 clienti.

Fonte: ARERA -Indagine annuale sui settori regolati.

Rispetto agli operatori, RetiPiù Srl, è il primo operatore della distribuzione gas nella Provincia di Monza e Brianza e tra i primi 10 a livello nazionale.

GRUPPO	VOLUMI DI GAS DISTRIBUITO IN M(MC)	SOCIETÀ	CLIENTI FINALI
Italgas	9.121	Italgas Reti	6.621.838
2i Rete Gas S.p.A.	5.963	2i Rete Gas	3.899.031
Hera	3.020	Unareti	1.214.272
A2A	2.422	Inrete Distribuzione Energia	1.118.211
Iren	1.414	Toscana Energia	794.456
Ascopiave	1.020	Ireti	715.731
E.S.Tr.A	623	Acegasapsdamga	478.496
Eg Holding	421	2i Rete Gas Impianti	460.686
AGSM Verona	386	Centria	405.023
Acsm-Agam	372	Ap Reti Gas	341.719
AMBIENTE ENERGIA BRIANZA	360	Erogasmet	276.450
Energei	336	Ld Reti	265.446
Folomiti Energia	313	RETIPIÙ	207.496
Gas Rimini	302	Acsm-Agam Reti Gas-Acqua	184.128
Edison	263	Adrigas	174.544
AIMAG	256	Amg Energia	157.374
AIM Vicenza	254	Novareti	157.348
Sime Crema	256	Megareti	156.818
Gas Plus	236	Infrastrutture Distribuzione Gas	151.505
AMGA - Azienda Multiservizi	210	G.E.I. Gestione Energetica Impianti	149.678
ALTRI	4.771	Azienda Municipale del Gas	124.160
Totale	32.116	As Retigas	120.847

Fonte: ARERA -Indagine annuale sui settori regolati

Il servizio di distribuzione del gas naturale è stato oggetto nell'ultimo decennio di numerosi interventi legislativi, il più importante dei quali, contenuto nell'art. 46-bis del D.L. 159/2007 e nei successivi decreti ministeriali, ha portato alla definizione di 177 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM) sulla base dei quali dovranno essere svolte le gare per il rinnovo di tutte le attuali 6.470 concessioni comunali. Lo scopo di tale intervento normativo è stato di "...garantire al settore della distribuzione di gas naturale maggiore concorrenza e livelli minimi di qualità dei servizi essenziali, secondo l'identificazione di bacini ottimali di utenza" gestiti "...in base a criteri di efficienza e riduzione dei costi", agevolando "...le relative operazioni di aggregazione", prevedendo di conseguenza che i singoli enti locali appartenenti a ciascun ATEM affidino tale servizio tramite gara unica a un unico operatore.

A questa previsione sono seguiti numerosi provvedimenti che hanno prodotto un articolato e complesso quadro normativo con il fine di definire tutti gli aspetti di gara.

Il 1° aprile 2011 è entrato in vigore il Decreto 19 gennaio 2011, titolato "Determinazione degli ambiti territoriali del settore della distribuzione del gas naturale", che ha fissato in 177 il numero degli Ambiti Territoriali Minimi e stabilito l'impossibilità degli Enti Locali di indire individualmente la gara per l'affidamento delle concessioni gas.

Il 5 maggio 2011 è entrato in vigore il Decreto Interministeriale 21 aprile 2011, recante "Disposizioni per governare gli effetti connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione gas in attuazione del comma 6, dell'art. 28 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n.164, recante norme comuni per il mercato del gas", che stabilisce l'obbligo di assunzione da parte del gestore di un numero complessivo di lavoratori determinato da un valore soglia minimo di 1.500 PdR per addetto.

Il 29 giugno 2011 è entrato in vigore il D.Lgs 1 giugno 2011, n. 93, il cui art. 24, comma 4, stabilisce che "....a decorrere dalla data di entrata in vigore del presente decreto le gare per l'affidamento del servizio di distribuzione sono effettuate unicamente per ambiti territoriali di cui all'articolo 46-bis, comma 2, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222".

Il 18 ottobre 2011 è stato pubblicato il Decreto interministeriale contenente l'elenco dei comuni che rientrano in ciascuno dei 177 ATEM.

Con il decreto ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, è stato adottato il Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale (di seguito: Regolamento gare). Tale Regolamento gare prevede che gli Enti locali concedenti, appartenenti a ciascun ambito, demandino, in linea generale, al Comune capoluogo di provincia il ruolo di stazione appaltante per la gestione delle gare per l'affidamento del servizio, che ha il compito di preparare e pubblicare il bando di gara e il disciplinare di gara e di svolgere e aggiudicare la gara per delega degli Enti locali concedenti. In particolare, nello svolgere dette attività la stazione appaltante deve attenersi agli schemi e alle indicazioni del bando di gara tipo e del disciplinare di gara tipo - di cui, rispettivamente agli allegati 2 e 3 del medesimo Regolamento gare - giustificando eventuali scostamenti; al termine di tali attività, la stazione provvederà ad inviare il bando di gara e il disciplinare di gara, insieme alla nota giustificativa degli scostamenti, all'Autorità, la quale può inviare proprie osservazioni alla stazione appaltante, entro trenta giorni. Lo stesso Regolamento gare, all'articolo 3, ha previsto anche poteri sostitutivi della Regione, nel caso in cui gli Enti locali concedenti non abbiano identificato la stazione appaltante o qualora la stazione appaltante non abbia pubblicato il bando di gara, prevedendo specifiche scadenze dei termini. Nello specifico, l'Allegato 1 del Regolamento gare elenca, per ogni ambito, la data limite entro la quale la provincia, in assenza del comune capoluogo di provincia, convoca i comuni d'ambito per la scelta della stazione appaltante e da cui decorre il tempo per l'eventuale intervento della Regione.

Successivamente, il decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93 è intervenuto a disciplinare il riconoscimento in tariffa del valore di rimborso delle reti esistenti (VIR) da riconoscere al gestore uscente, precisando che l'Autorità, limitatamente al primo periodo di esercizio delle concessioni assegnate per ambiti territoriali minimi, riconosce in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località (RAB).

Il 13 dicembre 2012 l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente con la delibera n. 532/2012/R/ gas ha dato attuazione alle disposizioni dell'articolo 4, comma 7, del Decreto sui criteri di gara n. 226/11, stabilendone le regole, i dati ed i formati per l'invio dello stato di consistenza delle reti alle stazioni appaltanti.

Il 5 febbraio 2013 il Ministro dello Sviluppo Economico, su proposta dall'Autorità con la delibera n. 514/2012/R/gas del 6 dicembre 2012, ha approvato il contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

Il decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, ha modificato in modo sostanziale l'art. 15, comma 5, D.Lgs. n. 164/2000, che stabiliva che al gestore uscente fosse riconosciuto un rimborso costituito dal cosiddetto V.I.R. (Valore Industriale Residuo). In particolare, il provvedimento stabilisce che il rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio di distribuzione gas, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere nel periodo transitorio, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, anche per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle linee guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, che il Ministero dello Sviluppo Economico può predisporre, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del Decreto Legge n. 69/13, convertito, con modificazioni, dalla Legge

n. 98/13. In ogni caso, dal valore di rimborso sono detratti i contributi privati relativi ai cespiti di località, valutati secondo la metodologia della regolazione tariffaria vigente. Qualora il valore di rimborso risulti maggiore del 10% del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, l'ente locale trasmette le relative valutazioni di dettaglio del valore di rimborso all'Autorità, per la verifica prima della pubblicazione del bando di gara. Delle osservazioni dell'Autorità terrà conto la stazione appaltante, ai fini della determinazione del valore di rimborso da inserire nel bando di gara.

Con il decreto 22 maggio 2014 del Ministero dello Sviluppo Economico, in conformità con il Regolamento Gare, sono stati definite le linee guida, i criteri e le modalità operative da utilizzare per la valutazione del rimborso degli impianti di distribuzione. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lazio in data 19 settembre 2014.

Il DL 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla Legge 11 agosto 2014 n. 116, prevede che nella determinazione del valore di rimborso al gestore uscente nel primo periodo si segua la metodologia specificata nei contratti solo se stipulati prima dell'11 febbraio 2012, data di entrata in vigore del DM 11 novembre, 2011 n. 226, altrimenti si deve fare riferimento alle linee guida predisposte da MISE, approvate con DM 22 maggio 2014. Stabilisce, inoltre, un'ulteriore proroga dei termini per la pubblicazione del bando di gara per gli ambiti dei primi sei raggruppamenti, ai fini dell'intervento sostitutivo della regione e delle penali previste dall'art. 4, comma 5, del DL 21 giugno 2013, n. 69.

Con la delibera 26 giugno 2014, n. 310/2014/R/GAS, l'Autorità ha disciplinato gli aspetti metodologici per l'identificazione delle fattispecie con scostamento tra VIR e RAB superiore al 10% e le modalità operative per l'acquisizione da parte dell'Autorità dei dati relativi al VIR, necessari per le verifiche di cui al DL 145/13. La deliberazione definisce inoltre le procedure per la verifica degli scostamenti tra VIR e RAB superiori al 10%, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 1, comma 16, del medesimo decreto-legge. Successivamente, in data 7 agosto 2014, con la delibera n. 414/2014/R/GAS, l'Autorità ha definito i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari benchmark da utilizzare nell'analisi per indici di cui all'articolo 16, comma 1, della deliberazione 26 giugno 2014, 310/2014/R/gas, ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB, ai sensi dell'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 10 novembre 2014.

In data 24 luglio 2014, con delibera 367/2014/R/gas, l'Autorità ha completato il quadro normativo per il quarto periodo regolatorio del servizio di distribuzione del gas naturale (2014-2019), integrando le disposizioni già approvate con la delibera 573/2013/R/gas con norme specifiche per le future gestioni d'Ambito. Il contenuto principale del provvedimento riguarda il riconoscimento tariffario dello stock di asset di proprietà del gestore uscente, che l'Autorità ha stabilito di differenziare distinguendo tra i casi in cui il gestore entrante è diverso dal gestore uscente e quelli in cui il gestore entrante coincide con quello uscente. Avverso questo provvedimento RetiPiù Srl, unitamente ad altri operatori della distribuzione, ha presentato ricorso al TAR del Lombardia in data 07 novembre 2014. Ricorso che è stato respinto con sentenza del 19 ottobre 2015. Sentenza appellata al Consiglio di Stato, in data 16 gennaio 2016.

Il decreto ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 che ha modificato il Regolamento gare per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e con la regolazione del IV periodo tariffario (2014-2019), definisce le modalità operative da seguire per il rispetto del criterio di gara relativo agli interventi di efficienza energetica nell'ambito ed esplicita i chiarimenti all'art.5 sul calcolo del valore di rimborso già forniti con le Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, approvate con DM 22 maggio 2014.

Nella versione originaria, il Regolamento gare conteneva un cronoprogramma per lo svolgimento delle gare, cadenzato sulla base delle date limite previste per l'intervento sostitutivo della Regione, in caso di mancato avvio della gara da parte dei Comuni. Secondo tale cronoprogramma, le gare per l'affidamento del servizio nei 177 ATEM, avrebbero dovuto svolgersi in un arco temporale di 3 anni a partire dal 2012, declinate in 8 raggruppamenti. Le date limite individuate nel Regolamento gare, sono state oggetto di diversi interventi di modifica, a partire dal decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, nella legge 9 agosto 2013, n. 98 (di seguito: decreto-legge 69/13) e successivamente con il decreto-legge 145/2013, con il decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito con modificazioni dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, con il decreto legge 31 dicembre 2014, n. 192, come convertito dalla legge 27 febbraio 2015,

n. 11 e in ultimo con la legge 21/16. In particolare, la legge 21/16 prevede, all'articolo 3, comma 2-bis, ulteriori rinvii rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo, quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe già vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione in analisi. Inoltre la norma ha cassato sia il potere sostitutivo statale in caso di inerzia della Regione, sia l'applicazione delle penalizzazioni economiche per gli enti locali nei casi in cui gli stessi non avessero rispettato i termini per la scelta della stazione appaltante. In secondo luogo la nuova previsione ha definito che, scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegni alle stazioni appaltanti ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta. Trascorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente abbia proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministro dello Sviluppo Economico avvia a gara, nominando il commissario.

Con la delibera dell'Autorità 645/2015/R/gas, sono state apportate alcune modi-fiche alla RTDG in materia di determinazione della stratificazione del valore di rimborso a seguito delle gare per ambito di concessione

Con la delibera 14 gennaio 2016, 10/2016/R/gas, l'Autorità ha aggiornato, per il triennio 2016-2018, il tasso di interesse da applicare per la determinazione del rimborso, a favore dei gestori uscenti, degli importi per la copertura degli oneri di gara di cui al decreto interministeriale n. 226/11, secondo le modalità definite con la delibera 3 luglio 2014, 326/2014/R/gas.

L'autorità, il 27 gennaio 2016, ha reso pubblici ulteriori chiarimenti in merito sia alla pubblicazione dei bandi di gara per l'affidamento del servizio senza l'osservanza degli obblighi imposti dall'art. 15, comma 5, del decreto legislativo n. 164/00, in materia di scostamenti tra i valori di rimborso ed i valori degli asset ai fini regolatori, sia agli obblighi previsti dall'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11, in materia di bandi di gara.

Con la determina 5 febbraio 2016, 4/2016 – DIUC, è stata definita la stratificazione standard del VIR, ai sensi dell'art. 25, comma 3, della RTDG.

La Legge n. 21 del 25/02/2016 ha previsto un'altra proroga dei termini per la pubblicazione dei bandi di gara. Nello specifico per gli ambiti appartenenti al primo raggruppamento di cui allegato 1 del DM 226/2011 il termine massimo è stato ulteriormente posticipato di 12 mesi; per gli ambiti appartenenti al secondo, 14 mesi; per quelli del terzo, quarto e quinto raggruppamento, 13 mesi; per gli ambiti del sesto e settimo lotto, 9 mesi; 5 mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento. La stessa norma, ha regolamentato le tempistiche degli interventi sostitutivi delle Regioni, o, in ultima istanza, del Mi.SE ed ha abrogato le sanzioni per il ritardo in precedenza previste a carico dei Comuni.

In data 8 marzo 2016, a fronte del mancato avvio delle procedure di gara per l'assegnazione del servizio di distribuzione gas naturale sul modello degli ambiti territoriali ottimali, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente e l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, con le rispettive segnalazioni 86/2016//I/gas e S2470, hanno ritenuto di segnalare a Governo e Parlamento le diverse problematiche presenti, ritenendo che queste rappresentino un ostacolo alla piena realizzazione della riforma del settore e limitino l'effettivo confronto concorrenziale previsto dalla normativa. Nello specifico, ai fini di garantire l'assoluto e rigoroso rispetto delle nuove tempistiche, di massimizzare la partecipazione alle gare e la regolarità del loro svolgimento, nonché di minimizzare gli eventuali contenziosi, le Autorità hanno proposto l'adozione di misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure, la reintroduzione di meccanismi sanzionatori nel caso di mancato rispetto delle tempistiche per la pubblicazione dei bandi di gara e l'eliminazione di alcune ingiustificate barriere alla partecipazione alle procedure.

Con la deliberazione 18 maggio 2017 344/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una semplificazione dell'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB disciplinato dalla deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/gas per i casi in cui i Comuni attestino l'integrale applicazione delle Linee guida 7 aprile 2014 predisposte dal Ministero per lo Sviluppo Economico. Sono esclusi i casi in cui siano state applicate alcune disposizioni delle Linee guida 7 aprile 2014 in combinazione con valutazioni basate su accordi riportati nelle concessioni o in convenzioni tra le parti. Come indicato nella deliberazione le semplificazioni non si applicano per valori di rimborso relativi alle reti di distribuzione situate nel Comune dell'ambito con il maggior numero di punti di riconsegna e negli altri Comuni dell'ambito con oltre 100.000 abitanti e con oltre 10.000 punti di riconsegna. Nei casi in cui si applicano le semplificazioni l'Ente locale non deve trasmettere (per il tramite della stazione appaltante) la documentazione di dettaglio prevista dall'articolo 9, comma 9.1, della deliberazione 310/2014/R/GAS, ma

deve rendere disponibile, tale documentazione su richiesta dell'Autorità. Le previsioni della deliberazione 344/2017/R/gas si applicano a partire dalla data di entrata in vigore della medesima deliberazione. Pertanto non si applicano ai Comuni già acquisiti a piattaforma informatica VIR-RAB prima della data di pubblicazione della medesima deliberazione (19 maggio 2017), per i quali è in corso l'iter di valutazione degli scostamenti VIR-RAB da parte degli Uffici dell'Autorità. L'articolo 1, comma 93, della legge 4 agosto 2017 n. 124, integra le disposizioni del decreto legislativo 164/00 e, in particolare introduce ulteriori semplificazioni rispetto all'obbligo, posto in capo alle stazioni appaltanti, di trasmettere all'Autorità le valutazioni di dettaglio relative ai valori di rimborso (VIR) che risultino maggiori del 10 per cento del valore delle immobilizzazioni nette di località calcolate nella regolazione tariffaria. Inoltre, l'articolo 1, comma 94, della legge 124/17, ai fini dell'attuazione di quanto previsto dall'articolo 9, comma 2, del regolamento di cui al decreto 226/11, prevede che l'Autorità, con propri provvedimenti, definisca procedure semplificate di valutazione dei bandi di gara, applicabili nei casi in cui tali bandi siano stati redatti in aderenza al bando di gara tipo, al disciplinare tipo e al contratto di servizio tipo, precisando che in ogni caso, con riferimento ai punteggi massimi previsti per i criteri e i sub-criteri di gara dagli articoli 13, 14 e 15 del citato regolamento di cui al decreto 226/11, la documentazione di gara non possa discostarsi se non nei limiti posti dai medesimi articoli con riguardo ad alcuni sub-criteri.

Il 7 agosto 2017 L'Autorità ha pubblicato i chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto, di cui all'articolo 15 del decreto 226/11, e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente, di cui all'articolo 5, comma 16, del medesimo decreto. L'Autorità, con la deliberazione 613/2017/R/com del 7 settembre 2017, ha stabilito di avviare specifici procedimenti, rispettivamente in materia di iter per la valutazione dei valori di rimborso in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per adeguare le disposizioni della deliberazione 310/2014/R/GAS in relazione a quanto previsto dall'articolo 1, comma 93, della legge 124/17; in materia iter di valutazione dei bandi di gara, in relazione allo svolgimento delle gare d'ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, per integrare le disposizioni contenute nella deliberazione 113/2013/R/GAS sulla base di quanto previsto dall'articolo 1, comma 94, della legge 124/17;

In data 02 novembre 2017, l'Autorità ha avviato la consultazione 734/2017/R/gas per illustrare i propri orientamenti in materia di semplificazione degli iter per la valutazione dei valori di rimborso (VIR) e degli iter di valutazione dei bandi di gara relativi all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124.

Con la delibera 905/2017/R/gas del 27 dicembre 2017, l'Autorità dà attuazione alle disposizioni della legge concorrenza (legge n. 124/2017) in relazione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, introducendo nella regolazione percorsi semplificati per la valutazione degli scostamenti VIR-RAB e per la valutazione dei bandi di gara. Il provvedimento, che segue specifica consultazione (dco 734/2017/R/GAS), con riferimento agli scostamenti VIR-RAB, approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito" (Allegato A), nel quale vengono fatte confluire le disposizioni contenute nella deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/GAS, s.m.i.. Il Testo integrato chiarisce le modalità di determinazione dello scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito e conferma gli orientamenti del documento di consultazione in relazione alle modalità di certificazione della sussistenza dei presupposti per accedere all'iter semplificato definito dalla legge concorrenza, con l'adozione di schemi-tipo (di prossima definizione da parte degli Uffici dell'Autorità) che dovranno essere utilizzati dagli Enti locali o di soggetti terzi per derogare all'obbligo di trasmissione all'Autorità degli scostamenti VIR-RAB superiori al 10% a livello di singolo Comune. In relazione alla semplificazione dell'iter di valutazione dei bandi di gara, la delibera 905/2017/R/GAS approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di iter di valutazione dei bandi di gara" (Allegato B), che conferma quanto prospettato in consultazione con l'introduzione di un percorso semplificato, ulteriore rispetto all'ordinario, che riduce l'ambito delle verifiche da parte dell'Autorità.

Il procedimento di valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede la valutazione della documentazione trasmessa dalle stazioni appaltanti all'Autorità tramite l'apposita piattaforma informatica VIR-RAB e la gestione di una complessa attività istruttoria, nella quale si inseriscono le interlocuzioni con le stazioni appaltanti. Tale procedimento è propedeutico al procedimento di verifica dei Bandi di gara, di cui all'art. 9, comma 2, del decreto interministeriale n. 226/11 e successive modifiche e integrazioni.

Nel Supplemento Ordinario n. 1 alla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana n. 21 dell'11 maggio 2018, è stata pubblicata la Legge 8 maggio 2018, n. 8, "Legge di stabilità regionale per l'anno 2018", che introduce nuove norme per l'affidamento del servizio di distribuzione gas nella Regione Sicilia. In particolare, la disciplina regionale stabilisce che nella Regione Sicilia le gare per l'assegnazione del servizio gas avvengano per singolo comune e non per ambito territoriale e secondo criteri disomogenei rispetto alla normativa applicata nel resto del territorio italiano.

Nella riunione del 6 luglio 2018, il Consiglio dei Ministri ha deliberato di impugnare la suddetta Legge regionale, in particolare nella parte che determinerebbe un'accelerazione su base comunale delle gare per la distribuzione gas, in quanto in contrasto con l'art. 117, comma 2, lettera e) della Costituzione, cioè con le norme a tutela della concorrenza previste a livello centrale dallo Stato, e con l'art. 46-bis del D.L. n. 159/2007 (convertito in L. n. 222/2007), che ha disciplinato – secondo criteri di concorrenza e qualità del servizio pubblico locale – le modalità di svolgimento e i criteri di partecipazione alla gara per l'affidamento della gestione del servizio di distribuzione gas.

Con le Determinazioni 11 luglio 2018 n. 8/2018 – DIEU e n. 9/2018 – DIEU dell'11, in attuazione di quanto previsto dall'Allegato A alla delibera n. 905/2017/R/gas, l'Autorità ha aggiornato le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB in regime individuale per Comune, ordinario e semplificato, e per i Comuni ricadenti nel regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza n. 124/17.

Con la Determina 11 luglio 2018 8/2018 – DIEU sono state aggiornate le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della deliberazione 905/2017/R/GAS e abrogata la determina 1/2015

Con la Determina 07 agosto 2018 12/2018 – DIEU l'ARERA ha reso note le modalità operative per la determinazione del valore delle immobilizzazioni nette della distribuzione del gas naturale in caso di valori disallineati rispetto alle medie di settore per la verifica degli scostamenti VIR-RAB e ai fini della stima dei valori di cui all'articolo 22 della RTDG per la pubblicazione nel bando di gara. La determinazione del valore netto parametrico delle immobilizzazioni di località avviene a partire dal valore dell'immobilizzato lordo ottenuto in applicazione della formula di cui all'articolo 22 della RTDG, suddiviso tra i soggetti proprietari (Ente/gestore) sulla base del rapporto tra VRN rispettivo di spettanza e VRN complessivo, e successivamente stratificato per anno e per cespiti in misura percentuale pari alla suddivisione percentuale dei valori costituenti la stratificazione del VRN, e poi degradato sulla base dei coefficienti di degrado riportati nell'Allegato B alla Determina (il valore parametrico unitario delle immobilizzazioni lorde di località, espresso a prezzi dell'anno 2012, va rivalutato con il deflatore degli investimenti fissi lordi ai fini di renderlo confrontabile con il valore effettivo delle immobilizzazioni lorde di località per metro di rete).

Con la Determinazione 28 dicembre 2018 n. 15/2018 – DIEU, l'Autorità ha aggiornato, per gli anni 2017 e 2018, i valori di riferimento funzionali alla determinazione dei costi unitari da utilizzare nell'analisi per indici relativa alla verifica degli scostamenti VIR/RAB. L'aggiornamento viene effettuato applicando il tasso di variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi, pari, rispettivamente, allo 0,30% per l'anno 2017 e allo 0% per l'anno 2018. I valori di riferimento sono utilizzati dall'Autorità per la determinazione del costo medio benchmark:

- > di costruzione condotte (fornitura e posa tubazioni, nonché scavo, rinterro e ripristino per grande Area geografica);
- > degli impianti di derivazione d'utenza in bassa e media pressione, nonché per ogni metro aggiuntivo di allacciamento interrato e di parte aerea e per ogni PDR aggiuntivo;
- > delle opere civili relative a impianti di derivazione d'utenza.

A fronte di un quadro normativo estremamente complesso e non ancora consolidato continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti.

Ad oggi dei 27 bandi di gara pubblicati, risultano esperite solo le seguenti tre procedure: ATEM "MILANO 1 – Città e Impianto di Milano" la cui aggiudicazione è stata successivamente annullata dal TAR di Milano con sentenza del 5 dicembre 2019; ATEM "TORINO 2 – Impianto di Torino" aggiudicato a Italgas Reti in data 23 aprile 2019; ATEM "Valle d'Aosta" aggiudicata ad Italgas Reti in data 2 gennaio 2020.

03.02 La distribuzione dell'energia elettrica

Nell'ambito dell'attività di distribuzione dell'energia elettrica RetiPiù Srl gestisce l'ultima fase della filiera col processo di consegna dell'elettricità all'utente finale dopo la produzione/importazione e la trasmissione e si realizza attraverso un'infrastruttura di rete tipica quale è la rete di distribuzione elettrica capillare fino agli utenti o utilizzatori finali, attraverso punti di consegna dell'elettricità (POD). Nel dettaglio l'attività di distribuzione dell'energia elettrica comprende le operazioni di gestione, esercizio, manutenzione e sviluppo delle reti di distribuzione dell'energia elettrica in alta, media e bassa tensione, affidate in concessione, ivi comprese le operazioni fisiche di sospensione, riattivazione e distacco e le attività di natura commerciale connesse all'erogazione del servizio di distribuzione.

Il contesto di riferimento di settore è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

RetiPiù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030.

La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025.

03.03 I servizi pubblici locali

Nell'ambito dei servizi pubblici locali RetiPiù Srl gestisce il servizio di illuminazione pubblica, sviluppando progetti di riqualificazione degli impianti cittadini caratterizzati da alti standard di efficienza energetica e ridotto impatto ambientale. Il settore dell'illuminazione pubblica è un punto di partenza ideale per una politica di risparmio energetico e di attenzione al territorio, perché la qualità del servizio è immediatamente "visibile" e può contribuire in modo concreto a migliorare il comfort e la sicurezza dei cittadini, oltre che la sostenibilità ambientale del nostro stile di vita. Per RetiPiù Srl l'illuminazione pubblica è un vero e proprio «patrimonio» da valorizzare, sia per i possibili risparmi economici ottenibili dalle collettività grazie all'utilizzo di impianti più efficienti, sia per le tecnologie oggi applicabili che permettono di farne il fulcro di tutti i sistemi «Smart City» richiesti dai cittadini e dagli Amministratori comunali.

L'attuale quadro normativo di riferimento dei servizi pubblici locali è il risultato di una serie di interventi disorganici che hanno oscillato tra la promozione delle forme pubbliche di gestione e gli incentivi più o meno marcati all'affidamento a terzi mediante gara, tema sul quale hanno inciso anche il referendum abrogativo del 12 e 13 giugno 2011 sull'articolo 23-bis del decreto legge 25 giugno 2008, n. 112, e la sentenza della Corte costituzionale 20 luglio 2012, n. 199, che ha dichiarato incostituzionale il successivo articolo 4 del decreto legge 13 agosto 2011, n. 138. Nel quadro della più ampia delega al Governo in materia di riorganizzazione delle amministrazioni pubbliche, il Parlamento, con l'articolo 19 della legge 7 agosto 2015, n. 124, ha delegato il Governo ad intervenire sulla disciplina dei servizi pubblici locali di interesse economico generale, al fine di assicurare la chiarezza delle regole, la semplificazione normativa e di garantire la tutela e promozione del fondamentale principio della concorrenza. Riprendendo la definizione di matrice europea, i servizi pubblici locali di interesse economico generale sono quei servizi erogati o suscettibili di essere erogati dietro corrispettivo economico su un mercato, che non sarebbero svolti senza un intervento pubblico o sarebbero svolti a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza. Sono servizi che i comuni e le città metropolitane, nell'ambito delle rispettive competenze, assumono come necessari per assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunità locali, così da garantire l'omogeneità dello sviluppo e la coesione sociale.

In data 20 gennaio 2016, il Consiglio dei Ministri aveva approvato la bozza del decreto legislativo attuativo della Legge delega e contenente il "Testo unico sui servizi pubblici locali di interesse economico generale". Con la sentenza 251 del 9 novembre 2016 la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale delle disposizioni di delegazione della legge n. 124 del 2015. L'effetto, in concreto, è stato quello di determinare il Governo a ritirare i decreti legislativi appena approvati ma ancora non inviati alla firma del Presidente della Repubblica, quali il decreto sui servizi pubblici locali.

In materia di servizi pubblici locali dal 2000 al 2016 contiamo ben 13 interventi legislativi, un referendum abrogativo e 2 sentenze di incostituzionalità. La mancanza di un quadro normativo stabile non aiuta gli operatori di un settore che, al contrario avrebbero bisogno di certezze, se davvero si vuol raggiungere l'obiettivo di razionalizzazione e di contenimento della spesa pubblica.

03.04 **Normativa relativa alle società partecipate dagli Enti Locali**

Il decreto legislativo n. 175/2016 recante "Testo Unico in materia di società partecipate dalla pubblica amministrazione", modificato dal decreto 16 giugno 2017, n.100 e dall'articolo 1, commi da 721 a 724 della legge 30 dicembre 2018 n. 154 (Legge di Stabilità 2019), rappresenta la nuova disciplina in materia (TUSP).

Il TUSP si applica alla costituzione di società da parte di amministrazioni pubbliche, nonché all'acquisto e alla gestione di partecipazioni, da parte di tali amministrazioni, in società a totale o parziale partecipazione pubblica diretta o indiretta. La Legge di Stabilità 2019, intervenendo sull'ambito applicativo del TUSP, stabilisce che le disposizioni del Testo unico non si applicano, a meno che non ne sia espressamente prevista l'applicazione nelle singole disposizioni, alle società a partecipazione pubblica quotate e alle società controllate da queste ultime.

L'articolo 4 fissa il divieto generale, per le amministrazioni pubbliche, di costituire, anche indirettamente, società aventi per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessarie per il perseguimento delle proprie finalità istituzionali, nonché di acquisire o mantenere partecipazioni, anche di minoranza, in tali società. Nei limiti di tale principio, lo stesso articolo 4 elenca le finalità perseguibili dalle amministrazioni mediante le società partecipate: a) produzione di un servizio di interesse generale; b) progettazione e realizzazione di un'opera pubblica sulla base di un accordo di programma fra amministrazioni pubbliche; c) realizzazione e gestione di un'opera pubblica ovvero organizzazione e gestione di un servizio d'interesse generale attraverso un contratto di partenariato con un imprenditore privato selezionato secondo specifiche procedure; d) autoproduzione di beni o servizi strumentali all'ente o agli enti pubblici partecipanti; e) servizi di committenza, ivi incluse le attività di committenza ausiliarie, apprestati a supporto di enti senza scopo di lucro e di amministrazioni aggiudicatrici. Con la Legge di Stabilità viene ampliata la possibilità di costituire società o enti, oltre che dai Gruppi di Azione Locale, anche dai Gruppi di Azione Locale Leader.

L'articolo 5 detta specifiche disposizioni in materia di obblighi motivazionali relativi alla decisione di costituire una società a partecipazione pubblica o di acquisire partecipazioni, con l'eccezione dei casi in cui la costituzione di una società o l'acquisto di una partecipazione, anche attraverso aumento di capitale, avvenga in conformità a espresse previsioni legislative. L'articolo 6 razionalizza la governance delle società a controllo pubblico, dettando i principi fondamentali sull'organizzazione e sulla gestione di tali società, secondo criteri di economicità, di efficacia e di efficienza.

L'articolo 7 detta i criteri per la costituzione di società a partecipazione pubblica. L'atto deliberativo, che deve essere pubblicato sui siti istituzionali di tutte le amministrazioni pubbliche partecipanti, deve, inoltre, essere adottato con specifiche modalità: decreto del Presidente del Consiglio dei ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze di concerto con i ministri competenti per materia, previa deliberazione del Consiglio, in caso di partecipazioni statali; decreto del Presidente della Regione, a seguito di deliberazione della Giunta regionale, salvo diversa disposizione di legge della Regione, in caso di partecipazioni regionali; deliberazione del Consiglio comunale, in caso di partecipazioni comunali; deliberazione dell'organo amministrativo dell'ente, in tutti gli altri casi di partecipazioni pubbliche (in tale ultima ipotesi sono ricomprese anche le città metropolitane).

L'articolo 8, dettando i criteri per l'acquisto di partecipazioni in società già costituite, ribadisce le medesime modalità di adozione dell'atto deliberativo previste dall'articolo 7 del decreto per la costituzione di società a partecipazione pubblica.

L'articolo 11 prevede che i componenti dell'organo amministrativo di società a controllo pubblico debbano possedere, ferme restando le norme già vigenti in materia di incompatibilità e inconferibilità degli incarichi, requisiti di onorabilità, professionalità e indipendenza, stabiliti con decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri, su proposta del Ministro dell'economia e delle finanze. Per tali società l'organo amministrativo è, di regola, costituito da un amministratore unico, salvo il caso in cui l'assemblea della società con delibera motivata con riguardo a specifiche ragioni di adeguatezza organizzativa e tenendo conto delle esigenze di contenimento dei costi, può disporre che la società sia amministrata da un consiglio di amministrazione composto da tre o cinque membri, ovvero che sia adottato uno dei sistemi alternativi di amministrazione e controllo previsti dai paragrafi 5 e 6 della sezione VI-bis del capo V del titolo V del libro V del Codice Civile, assicurando il rispetto del principio di equilibrio di genere, almeno nella misura di un terzo. L'articolo detta, inoltre, specifiche norme sui compensi da corrispondere ai componenti degli organi di amministrazione e di controllo e ai dipendenti delle società in controllo pubblico. Al riguardo, stabilisce che i compensi debbano dipendere dalla fascia di appartenenza della società, nell'ambito delle cinque fasce individuate con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, previo parere delle Commissioni parlamentari competenti, sulla base di indicatori dimensionali quantitativi e qualitativi. Per le

società controllate dalle Regioni o dagli enti locali, tale decreto è adottato previa intesa in Conferenza unificata. Il limite massimo del trattamento economico annuo onnicomprensivo non potrà comunque eccedere i 240.000 euro annui. Inoltre, gli amministratori delle società in controllo pubblico non possono essere dipendenti dell'amministrazione titolare della partecipazione o di quella titolare di poteri di indirizzo e di vigilanza e, in virtù del principio di onnicomprensività della retribuzione, qualora gli amministratori delle società in controllo pubblico siano dipendenti dell'amministrazione titolare della partecipazione, di quella titolare di poteri di indirizzo e di vigilanza o della società controllante, essi hanno l'obbligo di riversare i relativi compensi all'amministrazione o alla società di appartenenza. Gli statuti delle società controllate devono prevedere, tra gli altri, il divieto di corrispondere gettoni di presenza o premi di risultato deliberati dopo lo svolgimento dell'attività, o trattamenti di fine mandato, ai componenti degli organi sociali, nonché quello di istituire organi diversi da quelli previsti dalle norme generali in tema di società.

L'articolo 12 prevede che i componenti degli organi di amministrazione e controllo delle società partecipate siano soggetti alle azioni civili di responsabilità previste dalla disciplina ordinaria delle società di capitali, fatta salva l'ipotesi di danno erariale. Costituisce danno erariale il danno, patrimoniale o non patrimoniale, subito dagli enti partecipanti, nonché il danno conseguente alla condotta dei rappresentanti degli enti pubblici partecipanti o comunque dei titolari del potere di decidere per esso, che abbiano con dolo o colpa grave trascurato di esercitare i propri diritti di socio, pregiudicando il valore della partecipazione.

L'articolo 17 contiene alcune specifiche disposizioni relative alle società a partecipazione mista pubblico-privata. La quota di partecipazione del soggetto privato non può essere inferiore al trenta per cento e la procedura di selezione pubblica del medesimo si svolge nel rispetto dei criteri di cui all'articolo 7 e ha ad oggetto, al contempo, la sottoscrizione o l'acquisto della partecipazione societaria da parte del socio privato e l'affidamento del contratto di appalto o di concessione oggetto esclusivo dell'attività della società mista (c.d. gara a doppio oggetto). La durata della partecipazione privata alla società non può essere superiore alla durata dell'appalto o della concessione per l'affidamento e l'esecuzione dei quali essa è costituita. Sono disciplinate le modalità di designazione degli organi di vertice, i contenuti degli statuti e le regole in materia di patti parasociali.

L'articolo 18 prevede la possibilità di quotazione in mercati regolamentati delle società a controllo pubblico, disciplinandone puntualmente la procedura decisoria: l'atto deliberativo prevede uno specifico programma avente ad oggetto il mantenimento o la progressiva dismissione del controllo pubblico sulla società quotata. È comunque fatta salva la possibilità di quotazione in mercati regolamentati di società a partecipazione pubblica singolarmente individuate, soggette a regimi speciali in base ad apposite norme di legge. L'articolo 20 prevede un meccanismo di verifica e monitoraggio periodico dell'assetto complessivo delle società in cui le amministrazioni pubbliche detengono partecipazioni dirette o indirette, anche mediante la predisposizione di un piano di riassetto per la loro razionalizzazione, fusione o soppressione, anche mediante messa in liquidazione o cessione.

L'articolo 24 prevede una revisione straordinaria delle partecipazioni detenute direttamente o indirettamente dalle amministrazioni pubbliche. Quest'ultime, ove non riconducibili ad alcuna delle categorie previste dal decreto ovvero non soddisfino i requisiti e le condizioni per il mantenimento o l'acquisizione di partecipazioni, sono alienate. A tal fine, entro il 30 settembre 2017, ciascuna amministrazione pubblica effettua, con provvedimento motivato, la ricognizione di tutte le partecipazioni possedute al 20 settembre 2016, individuando quelle che devono essere alienate ovvero oggetto di operazioni di razionalizzazione, fusione o soppressione, anche mediante messa in liquidazione o cessione. Il provvedimento di ricognizione è inviato alla sezione della Corte dei conti competente nonché alla struttura competente per il controllo e il monitoraggio, perché verifichi il puntuale adempimento degli obblighi previsti dall'articolo in esame, anche ai fini dell'eventuale esercizio dei poteri di amministrazione straordinaria della società interessata. In caso di mancata adozione dell'atto ricognitivo ovvero di mancata alienazione entro i termini previsti, il socio pubblico non può esercitare i diritti sociali nei confronti della società e, salvo in ogni caso il potere di alienare la partecipazione, la medesima è liquidata in denaro, seguendo, non solo per le società per azioni ma anche per le srl, il procedimento di cui all'articolo 2437-quater del codice civile. Il comma 723, dell'art. 1 della Legge di stabilità 2019, introduce il comma 5 bis all'art. 24, stabilendo la facoltà di deroga, sino al 2021, all'alienazione delle quote societarie pubbliche, per quelle società che hanno prodotto un risultato medio in utile nel triennio precedente (2014-2015-2016) alla ricognizione straordinaria ex art 24 del testo unico, che andava effettuata entro il mese di settembre 2017.

L'articolo 26 reca la disciplina transitoria in materia di personale delle società a controllo pubblico, prevedendo, al comma 1, che le società medesime effettuino entro il 30 settembre 2017 una ricognizione del personale in servizio, per individuare eventuali eccedenze, procedendo quindi a trasmettere alla regione competente (individuata dalla norma in quella in cui la società ha sede legale) l'elenco del personale eccedente, con la puntuale indicazione dei profili posseduti. Si dispone inoltre che fino al 30 giugno 2018, le società a controllo pubblico non possono procedere a nuove assunzioni a tempo indeterminato se non attingendo, con le modalità definite dal decreto del Ministro del lavoro previsto dal comma 1, agli elenchi predisposti dalle regioni (ai sensi del comma 2), ovvero agli elenchi gestiti dall'ANPAL (di cui al comma 3). L'articolo 26 reca ulteriori disposizioni transitorie, in particolare il comma 1, fissa il termine del 31 luglio 2017 per l'adeguamento degli statuti societari alle disposizioni del decreto.

Il comma 4 prevede una disciplina transitoria volta ad agevolare la quotazione di società in partecipazione pubblica presso mercati regolamentati. Sono infatti escluse dall'applicazione del decreto legislativo in esame, per un periodo di diciotto mesi dall'entrata in vigore del Testo Unico, le società che entro il medesimo termine abbiano deliberato la quotazione delle proprie azioni in mercati regolamentati e trasmesso il provvedimento alla Corte dei conti. Qualora dette società abbiano presentato domanda di ammissione alla quotazione entro lo stesso termine, il decreto legislativo continua tuttavia a non applicarsi alle stesse fino alla conclusione del procedimento di quotazione.

Il comma 6 bis, introdotto dalla Legge di Stabilità 2019, prevede la non applicabilità della predisposizione dei piani annuali di razionalizzazione ordinari alle società costituite dai Gruppi di Azione Locale e dai Gruppi di Azione Locale Leader.

03.04.01 Revisione straordinaria delle partecipazioni.

Il Ministero dell'economia e delle finanze ha presentato nel 2019 un Rapporto sugli esiti della revisione straordinaria delle partecipazioni, dal quale risulta che il numero complessivo di amministrazioni tenute ad effettuare la ricognizione straordinaria stabilita dal TUSP era pari a circa 10.700. Le amministrazioni che hanno effettivamente adempiuto agli obblighi di comunicazione al Dipartimento del Tesoro (comprese le comunicazioni negative, di non detenzione di partecipazioni) sono state 9.341, pari all'87 per cento del totale. Nelle 96 amministrazioni centrali, la percentuale di adempimento è stata del 72 per cento (il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti e il Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca sono stati considerati inadempienti in quanto hanno trasmesso i dati relativi alla revisione straordinaria successivamente alla data del 25 febbraio 2018); negli enti di previdenza del 100 per cento, e nelle 10.597 amministrazioni locali dell'87 per cento. Le partecipazioni detenute in 5.693 società partecipate e dichiarate in sede di ricognizione straordinaria sono state pari a 32.427 (di cui 28.629 detenute direttamente e 5.290 indirettamente). Le amministrazioni hanno comunicato di voler mantenere 21.037 partecipazioni, riferibili a 3.312 società; per altre 7.845 partecipazioni (riferibili a 2.586 società partecipate), le amministrazioni hanno manifestato la volontà di procedere ad uno o più interventi di razionalizzazione, come illustrato nella tabella seguente. Ulteriori dati sulle dimensioni del settore sono contenuti nella Relazione che la Corte dei conti ha presentato al Parlamento nel 2019. Le società partecipate pubbliche attive nel 2017 erano 6.310 (-4% rispetto al 2016) e impiegavano 847 mila addetti (+0,1% rispetto al 2016), come risulta dal Rapporto ISTAT di febbraio 2020.

MODALITÀ RAZIONALIZZAZIONE	Numero partecipazioni	Percentuale Esito vs Totale
Cessione della partecipazione a titolo oneroso (alienazione)	3.065	39,07%
Mantenimento della partecipazione con azioni di razionalizzazione della società	1.204	15,35%
Fusione della società per incorporazione in altra società	1.014	12,93%
Messa in liquidazione della società	941	11,99%
Recesso dalla società	792	10,10%
Fusione della società per unione con altra società	388	4,95%
Scioglimento della società	235	3,00%
Cessione della partecipazione a titolo gratuito	143	1,82%
Perdita della quota di partecipazione indiretta in ragione della cessione o liquidazione della partecipazione nella "società tramite"	63	0,80%
Totale	7.845	100%

Fonte: Rapporto MEF sugli esiti della revisione straordinaria delle partecipazioni pubbliche, Tavola II.3, pag. 19.

Le Amministrazioni Comunali che detengono direttamente e indirettamente quote di RetiPiù Srl hanno adottato nel corso del 2017 la delibera di revisione straordinaria delle partecipazioni di cui all'art. 24 del D.Lgs 175/2016. In particolare, il Comune di Nova Milanese ed il Comune di Macherio, hanno deliberato l'alienazione delle rispettive quote dello 0,19% e dello 0,064%, detenute in RetiPiù Srl in quanto: "partecipazione detenuta in una società avente per oggetto attività di produzione di beni e servizi non strettamente necessaria per il perseguimento delle finalità istituzionali dell'ente (art.4 c.1 e art.5 c.1 TUSP)".

Il Comune di Macherio con deliberazione del Consiglio Comunale n. 41 del 19 dicembre 2018 ha preso atto che la procedura aperta esperita per alienare la quota dello 0,64% detenuta in RetiPiù è andata deserta, dando nel contempo mandato ai competenti uffici comunali di procedere alla vendita ex codice civile. Con verbale di assemblea dei soci di RetiPiù Srl del 04.12.2019 Rep. n. 163010 è stata deliberata la riduzione del capitale sociale sino ad € 82.498.068.63 e quindi per € 52.539,06 pari al valore nominale della partecipazione da liquidare al Comune di Macherio.

Il Comune di Nova Milanese con deliberazione del Consiglio Comunale n. 73 del 21 dicembre 2018 ha stabilito di procedere all'alienazione della partecipazione detenuta in RetiPiù Srl, riservandosi la facoltà di valutare l'opportunità, nell'ambito del processo di razionalizzazione del gruppo AEB/Gelsia, di mutare la forma di razionalizzazione decisa per le società RetiPiù S.r.l. e Gelsia S.r.l., sottoponendo all'approvazione del Consiglio comunale un adeguamento del presente piano di razionalizzazione;

Nel corso del 2018 Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. hanno identificato il perimetro dei rami d'azienda dei servizi amministrativi da cedere ad AEB S.p.A. In data 27 settembre 2018 sono stati stipulati gli atti di cessione con effetto dal 1° ottobre 2018 dei rami d'azienda. Ne consegue che AEB S.p.A. ha ridefinito una propria struttura organizzativa per gestire, tramite contratti intercompany, la maggior parte delle attività amministrativo-contabili e gestionali delle società controllate.

Con delibera C.C. n. 53 del 27/12/2018 il Comune di Seregno, per rendere il processo di razionalizzazione più efficace e permettere al Gruppo AEB di disporre di una più funzionale struttura di governance accentrata su un unico livello, ha deliberato di ritenere opportuno che i soci di Gelsia S.r.l., Gelsia Ambiente S.r.l. e RetiPiù S.r.l. valutino la possibilità di conferire le proprie partecipazioni in AEB S.p.A., formulando una linea di indirizzo in tal senso ad Ambiente Energia Brianza S.p.A. precisando che l'intera procedura troverà attuazione solamente laddove il Comune di Seregno risulterà comunque mantenere una quota di controllo nella capogruppo AEB S.p.A. superiore al 50%. Inoltre, con la stessa delibera, il Consiglio Comunale ha stabilito di trasferire alla partecipata diretta Ambiente Energia Brianza S.p.A. i seguenti indirizzi circa le modifiche statutarie da assumere con riferimento alle società a partecipazione indiretta: disporre che, nel rispetto delle previsioni contenute nell'articolo 11 del D.Lgs. 175/2016, l'organo amministrativo collegiale sia com-

posto da non più di tre membri per Gelsia S.r.l. e RetiPiù S.r.l., e da un organo amministrativo collegiale composto da tre o cinque membri per Gelsia Ambiente Srl; disporre che, in relazione alla complessità e rilevanza economico-patrimoniale e finanziaria delle predette società, che impongono il rafforzamento dei compiti di controllo e vigilanza sull'andamento societario e un più ampio controllo sulle deliberazioni degli organi di amministrazione, gli organi di controllo di Gelsia, RetiPiù e Gelsia Ambiente possano essere costituiti, oltre che in forma monocratica, anche in forma collegiale; disporre che l'adozione delle modifiche statutarie indicate dalla deliberazione del Commissario Straordinario, adottata con i poteri del Consiglio Comunale, n. 1 del 27 ottobre 2017, quanto ai criteri per l'elezione dei consiglieri di amministrazione al fine di un rafforzamento dei diritti di governance dei soci pubblici di minoranza in RetiPiù e Gelsia sia rimandata all'esito del piano di riunione dei soci pubblici nel capitale della sola Ambiente Energia Brianza SpA, verificata alla luce dell'adesione di tali soci al piano di riunione e quindi rivalutata nell'ambito del nuovo contesto.

04 Quadro regolatorio del mercato della distribuzione gas metano

Il servizio di distribuzione del gas naturale è soggetto all'attività regolatoria dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. L'Autorità è un organismo indipendente, istituito con la Legge 14 novembre 1995, n. 481 con il compito di tutelare gli interessi dei consumatori e di promuovere la concorrenza, l'efficienza e la diffusione di servizi con adeguati livelli di qualità, attraverso l'attività di regolazione e di controllo. In particolare compito dell'Autorità è quello di regolare tutti gli aspetti connessi all'erogazione del servizio nei confronti degli utenti; tale attività incide direttamente sui fondamentali economici dei rapporti commerciali nei quali si traduce l'espletamento del servizio, quali la definizione delle condizioni economiche, delle condizioni di accesso e di erogazione del servizio, quali gli standard qualitativi minimi.

04.01 Linee guida del sistema regolatorio

Con il Documento di Consultazione 139/2019/A, pubblicato il 10 aprile 2019, l'ARERA ha presentato gli obiettivi strategici e le principali linee di intervento per il triennio 2019 – 2021, riassunti nei seguenti principi di carattere generale: garantire servizi energetici e ambientali accessibili per tutti i cittadini, efficienti, erogati con livelli di qualità crescenti e convergenti nelle diverse aree del Paese, inoltre sostenibili sotto il profilo ambientale, integrati a livello europeo e in linea con i principi dell'economia circolare, contribuendo al contempo alla competitività del sistema nazionale. Per quanto riguarda il ruolo dei distributori l'ARERA individua due obiettivi strategici:

- > Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio
- > Promozione della qualità del servizio e sostegno all'innovazione per nuovo ruolo delle imprese di distribuzione.

La transizione dei sistemi energetici nella tripla dimensione della decarbonizzazione, digitalizzazione e decentralizzazione comporta un notevole sforzo di investimento per ricondizionare le reti, sia di trasmissione che di distribuzione di energia elettrica, ai nuovi assetti verso cui tende in particolare il sistema elettrico. Secondo l'ARERA la necessità di adeguare i meccanismi di riconoscimento dei costi risiede soprattutto nella necessità di orientare gli sviluppi e gli investimenti dei sistemi in modo trasparente, superando lo schema "RAB-based" attualmente vigente che può indurre sovra-investimenti o priorità di investimento non sufficientemente orientate all'utilità per il sistema. Per l'ARERA la transizione regolatoria deve essere compiuta gradualmente, tenendo conto sia del diverso grado di maturità dei piani di sviluppo e dei piani industriali nei diversi segmenti infrastrutturali delle due filiere, sia delle dimensioni dei soggetti regolati. Questo nuovo approccio integrato sarà focalizzato sui grandi operatori, mentre per gli operatori di media e piccola dimensione sono state già introdotte forme di riconoscimento parametrico dei costi che andranno consolidate ed estese.

Lo sviluppo della regolazione, per l'ARERA deve basarsi su una analisi di gap delle caratteristiche e performance delle attuali reti rispetto alle nuove esigenze, che derivano sia dal contesto di decentralizzazione delle risorse e di decarbonizzazione della generazione, che dalla necessità di aumento della resilienza per fronteggiare i rischi connessi agli eventi estremi. Secondo l'ARERA il quadro regolatorio dovrà tenere conto anche del nuovo ruolo che assumerà il distributore a fronte dello sviluppo crescente di risorse attive e rinnovabili connesse alle reti di distribuzione, nel quadro delle linee disegnate dal Clean energy package. Particolare attenzione dovrà essere rivolta allo sviluppo dell'innovazione, come modalità per affrontare le sfide della digitalizzazione e della decarbonizzazione, per realizzare soluzioni prototipali ispirate ai modelli dell'economia circolare. In questo contesto, deve essere migliorata anche la qualità dei servizi relativi alla misura, che sono parte essenziale di un mercato liberalizzato in cui la digitalizzazione può offrire importanti opportunità per il cliente finale e per gli operatori di mercato

04.02 **Regolazione tariffaria**

La regolazione tariffaria rappresenta l'elemento più importante per le imprese di distribuzione, con essa infatti l'Autorità definisce tutti gli elementi che concorrono alla remunerazione del servizio ed alla valorizzazione degli asset aziendali. Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- > Il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (Regulatory Asset Base) determinato sulla base del tasso di remunerazione del capitale investito;
- > Gli ammortamenti, a copertura dei costi di investimento;
- > I costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Con la delibera 583/2015/R/com del 2 dicembre 2015 e sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021. Il TIWACC riporta la formula per la determinazione del WACC e relativo aggiornamento, considerando i diversi parametri che lo compongono: tasso reale di rendimento del capitale proprio (sulla base del tasso di rendimento delle attività prive di rischio, del livello di inflazione, del total market return TMR e del livello del premio per il rischio paese CRP); costo del debito in termini reali; aliquota teorica di incidenza delle imposte sul risultato di esercizio; aliquota fiscale per il calcolo dello scudo fiscale degli oneri finanziari; livello di gearing per il servizio infrastrutturale regolato; fattore correttivo per la copertura delle imposte sui profitti nominali. Inoltre, individua i parametri specifici dei diversi servizi con riferimento al livello di gearing (rapporto tra il capitale di debito e la somma di capitale proprio e capitale di debito) e al parametro b (misura del rischio sistematico e non diversificabile per ciascun servizio) in vigore dal 1 gennaio 2016 (ad eccezione dei parametri b relativi al settore elettrico, la cui fissazione avverrà a breve nell'ambito delle decisioni di revisione del periodo regolatorio). Nell'Allegato alla delibera sono quindi riportate tabelle con i valori specifici di parametri base del WACC, del livello di gearing, del b e del WACC. L'Autorità ha, infine, previsto un meccanismo di aggiornamento a metà periodo, per consentire gli aggiustamenti del tasso in funzione dell'andamento congiunturale.

La delibera 639/2018/R/com del 6 dicembre 2018 ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di gearing, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC. Con il medesimo provvedimento vengono approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019

La tabella sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali del settore gas.

SERVIZIO	2017	2018	2019
Stoccaggio	6,5%	6,5%	6,7%
Rigassificazione	6,6%	6,6%	6,8%
Trasporto gas	5,4%	5,4%	5,7%
Distribuzione gas	6,1%	6,1%	6,3%
Misura gas	6,6%	6,6%	6,8%

Il 2019 è l'ultimo anno del quarto periodo regolatorio (2014-2019) del sistema tariffario della distribuzione e misura del gas, disciplinato dalla delibera 573/2013/R/gas e 367/2014/R/GAS, come modificata e integrata con le deliberazioni 455/2014/R/GAS, 634/2014/R/GAS, 280/2015/R/GAS, 373/2015/R/GAS, 396/2015/R/GAS, 427/2015/R/GAS, 554/2015/R/GAS, 583/2015/R/COM, 645/2015/R/GAS, 186/2016/R/GAS, 483/2016/R/GAS e 500/2016/R/GAS

Il sistema tariffario risulta in continuità con l'anno precedente ed assicura a ciascun distributore un vincolo ai ricavi ammessi determinato dall'AEGGSI sulla base dei costi riconosciuti, espressi dalle tariffe di riferimento e dal numero medio di punti di riconsegna serviti nel 2017, rendendo i ricavi indipendenti dalla dinamica dei volumi distribuiti. Questo risultato viene ottenuto attraverso opportuni meccanismi di perequazione tariffaria che consentono ai distributori di regolare con la Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA) le differenze tra il proprio ricavo ammesso e il ricavo conseguito dalla fatturazione verso le società venditrici (determinato dall'applicazione ai clienti di tariffe obbligatorie determinate dall'Autorità per ambiti macroregionali). In particolare:

- > Il capitale investito riconosciuto nelle tariffe dell'anno t (2018) copre gli investimenti realizzati fino all'anno t-1 (2017), mediante l'applicazione di un tasso di remunerazione del capitale (WACC) pari al 6,1% per il servizio di distribuzione ed al 6,6% per quello di misura; è previsto il riconoscimento in tariffa degli ammortamenti calcolati sulla base delle vite utili regolatorie;
- > I livelli dei costi operativi riconosciuti (differenziati per dimensione dell'impresa e densità della clientela) sono aggiornati tramite l'indice inflativo FOI pubblicato dall'Istat.

Con la delibera 704/2016/R/gas del 1 dicembre 2016, "Disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale", l'Autorità ha avviato il tavolo di lavoro tecnico congiunto (tra le imprese di distribuzione, anche attraverso le associazioni di categoria, e gli Uffici dell'Autorità) allo scopo di definire una struttura di prezzario condivisa per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale a partire dagli investimenti del 2018. Con la medesima deliberazione viene introdotto un tetto al riconoscimento dei costi unitari di capitale per le località in avviamento a partire dagli investimenti del 2017.

Con la delibera 774/2016/R/gas 22 del dicembre 2016 l'Autorità ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2017. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione

La delibera 775/2016/R/gas del 22 dicembre 2016 ha approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RTDG), a valle delle modifiche in materia di costi operativi riconosciuti, di determinazione della componente tariffaria a copertura dei costi delle verifiche metrologiche, di riconoscimento dei costi dei sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori e di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici, per il triennio 2017-2019.

La delibera 859/2017/R/gas 14 del dicembre 2017 fissa le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2018. Con il medesimo

provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

La delibera 574/2017/R/gas del 3 agosto 2017 ha avviato un procedimento per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas per gli anni 2018 e 2019. Il provvedimento prevede che nell'ambito di tale procedimento possa essere ridefinita la percentuale di sharing dei maggiori/minori costi di investimento sostenuti dalle imprese rispetto al costo standard.

La delibera 759/2017/R/gas del 16 novembre 2017 ha pubblicato il documento per la consultazione con il quale vengono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione alle seguenti tematiche, in materia di riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura sulle reti di distribuzione di gas naturale: criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale, per gli anni dati 2018 e 2019; revisione della componente tariffaria a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffe 2018 e 2019; modalità di riconoscimento su base parametrica dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffe 2018 e 2019.

La delibera 859/2017/R/gas del 14 dicembre 2017 ha approvate le tariffe obbligatorie, gli importi di perequazione bimestrale d'acconto per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale, nonché i valori delle componenti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione, al servizio di misura, alla commercializzazione dei servizi di distribuzione e misura e della componente a copertura dei costi di capitale centralizzati per l'anno 2018.

La delibera 904/2017/R/gas del 27 dicembre 2017 ha adottato le disposizioni in relazione alle seguenti tematiche, oggetto del documento per la consultazione 759/2017/R/gas: modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori, per gli anni tariffari 2018 e 2019; criteri per la definizione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio da applicare ai gruppi di misura del gas naturale per gli anni dati 2018 e 2019; revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche, per gli anni tariffari 2018 e 2019. Con il medesimo provvedimento viene posticipata all'anno dati 2019 l'applicazione del prezario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale, di cui alla deliberazione 704/2016/R/gas.

La delibera 149/2018/R/gas del 15 marzo 2018 ha approvato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2017, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG.

La delibera 177/2018/R/gas del 29 marzo 2018 sono state approvate le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG.

La delibera 389/2018/R/gas del 19 luglio 2018 ha differito, per l'anno 2017, i termini in materia di perequazione dei ricavi relativi al servizio di distribuzione del gas naturale.

La delibera 529/2018/R/gas del 23 ottobre 2018 ha avviato il "procedimento per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità, relativi al servizio di distribuzione e misura del gas, per il quinto periodo di regolazione" che avrà inizio successivamente al 31 dicembre 2019. In tale procedimento, che dovrà concludersi entro il 30 novembre 2019, viene fatto confluire anche il procedimento finalizzato all'adozione di metodologie di valutazione dei nuovi investimenti a costi standard: pertanto gli investimenti dell'anno 2019 saranno valutati in coerenza con i criteri attualmente previsti dalla regolazione tariffaria.

L delibera n. 639/2018/R/com del 6 dicembre 2018, sulla base dell'andamento congiunturale, ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas nonché del livello di gearing, ossia del rapporto tra il capitale di debito (D) e la somma di capitale proprio e capitale di debito (D+E). Per il servizio di distribuzione il valore del WACC per l'anno 2019 viene pertanto fissato pari a 6,3% (in aumento rispetto al 6,1% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte mentre per il servizio di misura tale valore, per il medesimo anno, viene fissato pari a 6,8% (in aumento rispetto al 6,6% utilizzato nel triennio 2016-2018) in termini reali prima delle imposte.

La delibera 667/2018/R/gas del 18 dicembre 2018 ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 40 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 65 della RTDG, e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas

naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2019. Con il medesimo provvedimento viene approvato l'ammontare massimo del riconoscimento di maggiori oneri derivanti dalla presenza di canoni di concessione, di cui all'articolo 59 della RTDG, per le imprese distributrici che hanno presentato istanza e fornito idonea documentazione.

La delibera 98/2019/R/gas del 19 marzo 2019 ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2018, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2017.

La delibera 128/2019/R/gas del 9 aprile 2019 ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, sulla base dei dati patrimoniali pre-consuntivi relativi all'anno 2018, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, lettera a) della RTDG.

La delibera 537/2019/R/gas del 17 dicembre 2019 ha riconosciuto alle imprese distributrici i costi operativi sostenuti per la realizzazione dei sistemi di telelettura/telegestione per gli anni 2011-2016; tali importi verranno erogati dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) utilizzando il conto per la perequazione tariffaria distribuzione gas di cui alla RTDG.

La delibera 570/2019/R/gas del 27 dicembre 2019, a conclusione del processo di consultazione sviluppato con i documenti per la consultazione n. 170/2019/R/gas e 410/2019/R/gas, ha approvato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025, che per il triennio 2020-2022 conferma una sostanziale continuità metodologica con il precedente periodo tariffario, rimandando al secondo triennio del periodo regolatorio gli interventi più innovativi, quali il riconoscimento degli investimenti effettuati a costi standard. Tuttavia già nel 2020 risultano di particolare impatto alcuni interventi quali la riduzione del livello di costi operativi per il servizio di distribuzione e i maggiori tassi di efficientamento richiesti alle imprese, nonché l'allineamento del tasso di remunerazione del servizio di misura al valore della distribuzione (6,3%).

La delibera 571/2019/R/gas del 27 dicembre 2019 ha approvato le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2020.

La delibera 107/2020/R/gas del 1 aprile 2020 ha rettificato un errore materiale nella RTDG approvata con deliberazione dell'Autorità 570/2019/R/gas, rideterminando le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2019.

04.03 **Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura del gas**

Oltre alla regolazione tariffaria l'Autorità provvede a disciplinare i livelli di qualità del servizio di distribuzione gas. Con la delibera 574/2013/R/gas del 12.12.2013, è stata approvata la "Regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019 (RQDG)". In continuità con il precedente periodo di regolazione, la delibera disciplina alcune attività rilevanti per la sicurezza del servizio di distribuzione del gas. Tra queste si ricordano il pronto intervento, l'ispezione della rete di distribuzione, l'attività di localizzazione delle dispersioni a seguito di ispezione o per segnalazione da parte di terzi, l'odorizzazione del gas. Rispetto alla precedente regolazione viene confermato e rafforzato l'obiettivo di minimizzare il rischio di incidenti provocati dal gas distribuito; con il fine della salvaguardia delle persone e delle cose da danni derivanti da esplosioni, da scoppi e da incendi provocati dal gas distribuito. Fra le novità introdotte vi è quella della revisione della periodicità di ispezione delle reti di distribuzione di gas naturale, passata da quadriennale a triennale per le reti in alta e media pressione, mentre è stata confermata la frequenza quadriennale per la rete in bassa pressione. Con riferimento al servizio di pronto intervento, l'Autorità ha confermato l'obbligo di garantire una percentuale minima annua di chiamate pari al 90% con tempo di arrivo sul luogo di chiamata per pronto intervento entro il tempo massimo di 60 minuti, aggiornando le disposizioni relative alle modalità organizzative del servizio stesso. Con riferimento ai tempi massimi per l'esecuzione delle prestazioni da parte delle imprese di distribuzione, la RQDG ha introdotto, per il periodo 2014-2019, molte novità, tra le quali si ricorda: l'eliminazione della diversificazione degli standard in funzione della classe del gruppo di misura (esecuzione di lavori semplici, attivazione e disattivazione della fornitura), l'introduzione dell'abbassamento del tempo massimo di preventivazione per l'esecuzione di lavori complessi, la trasformazione da generale a specifico dello standard concernente il tempo di sostituzione del gruppo di misura guasto, l'introduzione di un livello specifico concernente il tempo di verifica del gruppo di misura su richiesta del cliente finale e l'aggiornamento degli importi relativi agli indennizzi automatici. Nello specifico va ricordata l'introduzione del livello specifico del tempo massimo di ripristino del valore conforme della pressione di fornitura, che le imprese di distribuzione

devono rispettare a partire dall'1 gennaio 2015. La RQDG, inoltre, prevede, per un insieme di prestazioni commerciali, un tempo massimo entro cui erogare la prestazione e, per i livelli specifici, un indennizzo automatico che l'impresa deve corrispondere al cliente finale in caso di mancato rispetto del tempo stabilito dall'Autorità. L'indennizzo va corrisposto per cause riconducibili all'impresa di distribuzione e per ogni singola prestazione erogata fuori tempo massimo. Per contro, la RQDG ha introdotto un meccanismo che riconosce incentivi alle imprese che effettuano un maggior numero di controlli delle dispersioni, così da ridurre il numero di quelle segnalate da terzi, e del grado di odorizzazione del gas rispetto al numero minimo annuo obbligatorio fissato dalla delibera. La RQDG è stata successivamente modificata ed integrata da vari provvedimenti emanati dall'Autorità: 64/2014/R/gas, 261/2014/R/gas, 117/2015/R/gas, 413/2016/R/com, 686/2016/R/gas, 795/2016/R/com, 522/2017/R/gas e 75/2019/R/gas

Da, ultimo, con la delibera 522/2017/R/gas l'Autorità ha introdotto una serie di modifiche la regolazione in merito alle performance del servizio di misura per i punti di riconsegna connessi alle reti di distribuzione di gas naturale, al fine di migliorare il servizio di misura e in particolare per indurre le imprese di distribuzione alla effettiva rilevazione del dato di misura. In particolare, in esito al documento di consultazione 518/2016/R/gas, il provvedimento aggiorna l'Allegato A della delibera 518/2016/R/gas "Regolazione della Qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2014-2019": RQDG 2014-2019), prevedendo in relazione ai misuratori accessibili: la modifica dello standard relativo ai tentativi di raccolta di misura andati a buon fine, con uno standard volto a rilevare le letture effettivamente acquisite e non i tentativi effettuabili; l'introduzione di uno specifico indicatore per monitorare la percentuale di misuratori con letture effettive, differenziato per classi di consumo. Per quanto riguarda i misuratori parzialmente accessibili la delibera stabilisce di assimilarli, ai fini della regolazione delle performance di misura, ai misuratori non accessibili (applicando le stesse previsioni regolatorie), per i quali si prevedono obblighi di sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori smart nei casi in cui l'impresa di distribuzione non abbia acquisito almeno una lettura effettiva nel corso dell'ultimo anno e che tali obblighi di sostituzione siano aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla regolazione (delibera 631/2013/R/gas). Viene, inoltre, stabilita una penalità unitaria annua (fino alla sostituzione) pari a 4 € per ogni misuratore a carico dell'impresa di distribuzione nel caso di inadempimento dei suddetti obblighi di sostituzione.

La delibera 569/2019/R/gas del 27 dicembre 2019 ha approvato la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

04.04 Servizio di Default

Con la delibera ARG/gas 99/11, pubblicata il 29 luglio 2011, l'Autorità ha introdotto il cosiddetto "Servizio di Default", che trasferisce dal venditore al distributore la titolarità di tutti i Punti di Riconsegna per i quali sia stata dichiarata la cessazione amministrativa, a seguito dell'impossibilità di dar seguito alla richiesta di sospensione delle forniture per morosità. Pertanto il distributore, si deve sostituire al venditore, ed effettuare ogni tentativo di disalimentazione, anche mediante iniziative giudiziarie finalizzate ad ottenere un provvedimento giudiziario di accesso forzoso, per non incorrere, dopo i 6 mesi dall'attivazione del "Servizio di Default", nell'obbligo di versamento alla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) di penali commisurate ai ricavi derivanti dalla componente relativa al servizio di distribuzione, misura e relativa commercializzazione di cui all'articolo 10 del TIVG (Componenti fissate dall'Autorità ai sensi del RTDG) con riferimento ai Punti di Riconsegna cui è erogato il Servizio di Default. La delibera, in considerazione dei ricorsi proposti da molte imprese di distribuzione del gas tra i quali anche la nostra società e dei provvedimenti adottati dal giudice amministrativo, è stata successivamente modificata ed integrata da numerosi provvedimenti emanati dall'Autorità: 166/2012/R/eel, 352/2012/R/gas, 353/2012/R/gas, 540/2012/R/gas, 67/2013/R/com, 173/2013/R/com, 241/2013/R/gas, 533/2013/R/gas, 84/2014/R/gas, 134/2014/R/gas, 418/2014/R/gas, 501/2014/R/com, 258/2015/R/com, 17/2016/R/com, 465/2016/R/gas.

Nel corso del 2017, sempre in tema di "Servizio di Default", con la delibera 376/2017/R/com, l'Autorità ha definito alcuni affinamenti della disciplina relativa alla morosità nei mercati retail, integrandola e coordinandola riguardo all'energia elettrica e al gas naturale. La delibera, in particolare, per quanto riguarda il gas, definisce una disciplina di dettaglio circa gli effetti dell'intervento di Interruzione dell'alimentazione del punto di prelievo sulle richieste di attivazione della fornitura, stabilendo che l'eventuale attivazione di un punto di riconsegna nella titolarità del cliente per il quale è stato eseguito un intervento di interruzione è subordinata al pagamento dei costi non ancora pagati; rivede le modalità di

applicazione degli indennizzi in caso di mancata comunicazione degli esiti dell'intervento di chiusura, con particolare riferimento ai punti di prelievo serviti in maggior tutela, al fine di garantire una loro corretta applicazione.

Con la delibera 593/2017/R/COM l'Autorità ha ridefinito la disciplina a regime del sistema indennitario unitariamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, attraverso la piena implementazione dei relativi processi all'interno del Sistema Informativo Integrato (SII), approvando il "Testo integrato del sistema indennitario a carico del cliente finale moroso nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale" (TISIND).

04.05 Smart meter gas

Con la delibera 554/2015/R/gas l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha aggiornato il piano di messa in servizio degli smart meter gas e le penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio. A fronte delle criticità emerse da un lato relativamente all'avvio dei sistemi di telelettura e telegestione degli smart meter gas e dall'altro relativamente alla performance del servizio di misura gas, modificando quanto disciplinato dalla delibera 631/2013/R/gas, la delibera relativamente agli smart meter di classe G4 e G6 introduce nuovi obblighi relativi al 2016 e al 2017 di messa in servizio (15% per il 2016 e 33% per il 2017) e riduce la percentuale di messa in servizio al 31 dicembre 2018 dal 60% al 50% per le imprese con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, consente alle imprese distributrici di non utilizzare la gestione remota dell'elettrovalvola a bordo dello smart meter sino al termine dell'anno successivo quello della messa in servizio; prevede che dal 2016 le fasi di installazione e di messa in servizio convergano. Per quanto riguarda gli smart meter di classe G10, la delibera completa l'obiettivo di messa in servizio del 100% di misuratori entro il 31 dicembre 2018, prevedendone la messa in servizio del 50% per il 31 dicembre 2016 e l'85% entro il 31 dicembre 2017. La delibera rivede, inoltre, la disciplina relativa alle penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio prevedendo che: per tutte le classi di smart meter gas inferiori a G40, venga introdotta una attenuazione della penalità in misura del 2% della penale stessa se non viene raggiunto il target previsto; per le sole classi G16-G25 si proceda ad un accorpamento dei target, come se si trattasse di una sola classe, con un valore medio di penale tra quelli già definiti per le singole classi separatamente, pari a 17 euro per unità.

Con la delibera 18 dicembre 2018 669/2018/R/gas vengono aggiornati gli obblighi di messa in servizio degli smart meter gas di classe G4-G6 per le imprese distributrici con più di 50.000 clienti finali, per le quali tali obblighi sono stati già parzialmente definiti. Viene rinviato a successivo provvedimento, da adottarsi a seguito della definizione del quadro strategico dell'Autorità 2019-21, la definizione di detti obblighi per le imprese distributrici con meno di 50.000 clienti finali. In particolare, con riferimento ai punti di riconsegna esistenti con classe del gruppo di misura minore o uguale a G6, per le imprese distributrici con più di 200.000 clienti finali al 31 dicembre 2013, vengono definiti i seguenti obblighi:

- > Il 3% installato entro il 31 dicembre 2014;
- > Il 3% in servizio entro il 31 dicembre 2015;
- > Il 10% installato entro il 31 dicembre 2015;
- > Il 15% in servizio entro il 31 dicembre 2016;
- > Il 33% in servizio entro il 31 dicembre 2017;
- > Il 50% in servizio entro il 31 dicembre 2018;
- > L'85% in servizio entro il 31 dicembre 2020.

Con la delibera 19 luglio 2018 389/2018/R/gas dell'Autorità vengono posticipati i termini di scadenza previsti dall'articolo 46 della RTDG, relativi al processo di quantificazione degli ammontari di perequazione del gas naturale per l'anno 2017.

Con la delibera 26 luglio 2018 406/2018/R/com l'Autorità individua le date di entrata in vigore della disciplina del sistema indennitario distintamente per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale e a partire dalle quali le transazioni e relativi processi sono esclusivamente gestiti nell'ambito del SII.

Con la delibera 02 agosto 2018 421/2018//R/gas l'Autorità dispone, per l'anno 2015, un riconoscimento in acconto sull'importo complessivo netto dei premi per l'anno 2015 spettanti (saldo algebrico dei premi e delle penalità del servizio di distribuzione del gas naturale) in misura pari all'80%.

Con la delibera di consultazione 487/2019/R/gas del 26 novembre 2019 l'ARERA ha presentato i propri orientamenti in merito all'aggiornamento degli obblighi di messa in servizio degli smart meter per l'utenza diffusa nel settore del gas naturale, all'aumento delle frequenze di raccolta della misura, al miglioramento della performance e allo sviluppo della regolazione tariffaria.

04.06 **Biometano**

Il decreto interministeriale "Promozione dell'uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti" del 2 marzo 2018 ha introdotto meccanismi di incentivazione all'utilizzo del biometano. Con questo decreto, l'Italia si pone l'obiettivo del 10% al 2020 del consumo di energie rinnovabili nel settore dei trasporti, al cui interno è stato fissato il sub target nazionale per il biometano avanzato e gli altri biocarburanti avanzati, pari allo 0,9% al 2020 e al 1,5% nel 2021. In particolare il decreto nel prevedere che il soggetto produttore possa richiedere la connessione dell'impianto di produzione di biometano alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale ai sensi delle disposizioni contenute nel Codice di rete, stabilisce che vengano rilasciati ai produttori di biometano immesso nella rete del gas naturale ed utilizzato per i trasporti nel territorio italiano, un numero di certificati di immissione in consumo di biocarburanti (CIC). Qualora il biometano venga prodotto da specifiche materie prime, tra cui Frazione Organica del Rifiuto Solido Urbano (FORSU) e potature, lo stesso può essere qualificato come biometano avanzato, usufruendo dei seguenti incentivi: una maggiorazione che consente di ricevere quantità doppie di Cic ed l'obbligo di ritiro da parte del Gestore dei servizi energetici (GSE), il quale riconosce ai produttori il prezzo medio formatosi sul mercato del gas del giorno prima ridotto del 5% e un corrispettivo pari a 375 euro per ogni Cic a cui avrebbe diritto l'impianto. Tali incentivi si applicano per le produzioni di biometano realizzate da impianti che entrano in esercizio entro il 31 dicembre 2022, per un periodo massimo di 10 anni dalla data di decorrenza dell'incentivo

Con la delibera 173/2018/R/gas del 29 marzo 2018, l'ARERA ha avviato un procedimento per l'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano, nel quale viene fatto confluire il procedimento per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, avviato con la deliberazione 239/2017/R/gas

Con la delibera di Consultazione 361/2018/R/gas del 28 giugno 2018, l'ARERA illustra i propri orientamenti finali per l'aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale a seguito della cessazione del periodo di standstill conseguente alla pubblicazione della norma CEN EN 16723-1 e illustra i propri orientamenti in relazione all'attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.

La delibera 27/2019/R/gas del 29 gennaio 2019 aggiorna le direttive per le connessioni degli impianti di biometano alle reti del gas naturale di cui alla deliberazione 46/2015/R/gas e attua le disposizioni del decreto 2 marzo 2018 in materia di incentivi alla produzione di biometano.

La delibera 64/2020/R/gas del 17 marzo 2020 aggiorna le direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale, in relazione ai riferimenti della normativa tecnica per l'individuazione delle specifiche di qualità del biometano da immettere nelle reti del gas naturale.

04.07 **Fatturazione elettronica**

Con la delibera 27 dicembre 2018 712/2018/R/com l'Autorità ha dettato le prime disposizioni in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, funzionali a un coordinamento sostanziale dell'attuale regolazione dell'Autorità con le innovazioni legislative in tema di fatturazione elettronica di cui alla legge di bilancio 2018, volto a garantire il conseguimento delle finalità sottese della regolazione settoriale, nel rispetto dei nuovi obblighi legislativi.

In particolare, il provvedimento prevede che:

- > I contenuti dei documenti che contabilizzano il servizio di distribuzione gas e di trasporto dell'energia elettrica debba no essere coerenti con i contenuti del file fattura di cui alla disciplina della fatturazione elettronica;
- > I distributori siano tenuti ad allegare alla fattura elettronica gli eventuali elementi di dettaglio (nei casi previsti dalla

regolazione o dal contratto), nonché i documenti che contabilizzano il servizio di distribuzione gas, in modo tale da rientrare nel medesimo file fattura;

- Nei soli casi in cui i limiti dimensionali imposti dal Sistema di Interscambio dell'Agenzia delle Entrate (5 milioni di euro) non consentano la trasmissione mediante le suddette modalità, i distributori trasferiscano i relativi documenti regolatori, preferibilmente mediante apposito link da inserire direttamente nel file fattura o eventualmente tramite canale informatico alternativo.

La delibera rinvia, infine, a successivi provvedimenti eventuali aggiornamenti alla regolazione dell'Autorità in tema di fatturazione del servizio di distribuzione gas e trasporto dell'energia elettrica, che tengano conto della nuova disciplina della fatturazione elettronica.

La delibera 246/2019/R/Com integra e modifica le disposizioni della deliberazione dell'Autorità 712/2018/R/com in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, per un'attuazione più agevole per i diversi soggetti coinvolti, del coordinamento della regolazione dell'Autorità con le disposizioni legislative in tema di fatturazione elettronica.

05 Quadro regolatorio del mercato della distribuzione energia elettrica

05.01 Regolazione tariffaria

Con la delibera 2 dicembre 2015, 583/2015/R/com, sono stati approvati i nuovi criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas (TIWACC 2016-2021), che trovano applicazione nel periodo 1 gennaio 2016 - 31 dicembre 2021.

ha effettuato l'aggiornamento infra-periodo dei parametri base del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori elettrico e gas, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 5 del TIWACC, e del livello di gearing, secondo le previsioni dell'articolo 6 del TIWACC. Con il medesimo provvedimento vengono approvati i valori del WACC per i servizi infrastrutturali regolati del settore elettrico, per il triennio 2019-2021, e per i servizi infrastrutturali regolati del settore gas, per l'anno 2019

La tabella sintetizza i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico.

SERVIZIO	2017	2018	2019
Trasmissione energia elettrica	5,3%	5,3%	5,6%
Distribuzione e misura energia elettrica	5,6%	5,6%	5,9%

Con la delibera 23 dicembre 2015, 654/2015/R/eel è stata approvata la Regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica, per il periodo di regolazione 2016-2023, contenente il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT 2016-2019, Allegato A), il Testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica (TIME 2016-2019, Allegato

B) e il Testo integrato delle condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione (TIC 2016-2019, Allegato C). Il provvedimento ha esteso a otto anni la durata del periodo regolatorio, articolandolo in due quadrienni (NPR1 2016-2019 e NPR2 2020-2023). I criteri tariffari utilizzati nel NPR1 sono in sostanziale continuità di metodo con la regolazione vigente al 2015, mentre nel NPR2 verrà adottato, in via sperimentale, un nuovo approccio tariffario basato sul riconoscimento della spesa totale (totex) invece che sulla demarcazione, finora adottata, tra costi di capitale e operativi. In relazione alla fissazione dei livelli iniziali (riferiti all'anno 2016) dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi, la disciplina prevede nel NPR1 un'impostazione per cui le tariffe di trasmissione e distribuzione rispecchiano i costi, evitando duplicazioni e escludendo le voci di costo per le quali la copertura sia già implicitamente garantita dai meccanismi di regolazione (ad esempio tramite la remunerazione del rischio) o in relazione alle quali il riconoscimento risulti non compatibile con un'attività svolta in regime di monopolio (ad esempio costi di pubblicità e di marketing che non riflettano specifici obblighi normativi). Con riferimento alle ipotesi di sharing, si adotta una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel periodo regolatorio tra utenti e imprese (50%-50%) e di conseguenza il livello di costo riconosciuto è fissato pari al livello del costo operativo effettivo per l'anno 2014 aumentato della quota dei recuperi di produttività lasciata in capo alle imprese.

Per l'NPR1 il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti è stato fissato pari a: 1,0% per il servizio di trasmissione; 1,9% per il servizio di distribuzione (inclusi i costi di commercializzazione del servizio); 1,0% per il servizio di misura.

Per quanto riguarda l'aggiornamento annuale dei costi riconosciuti a copertura dei costi operativi nel NPR1, si prevede di confermare l'ipotesi di determinare l'X-factor con l'obiettivo di riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio e di confermare i termini di restituzione dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo periodo di regolazione, in un'ottica di certezza e stabilità del quadro regolatorio. Il provvedimento prevede, inoltre, che i maggiori recuperi di produttività conseguiti nel corso del 2012-2014 siano trasferiti interamente ai clienti finali entro il termine del NPR1, vale a dire entro la fine dell'anno 2019.

Con riferimento ai criteri generali per la determinazione del costo di capitale riconosciuto nel NPR1 la delibera conferma la sostanziale continuità di criteri con i precedenti periodi regolatori, modificando solo alcuni criteri di compensazione del lag regolatorio nel riconoscimento dei nuovi investimenti. Relativamente alla revisione delle vite utili, si prevede di limitare la revisione alle tipologie di cespiti relativi alle linee elettriche (alta e altissima tensione, media e bassa tensione) e alle prese utenti. Per quanto concerne la determinazione del capitale circolante netto si conferma il metodo parametrico in funzione delle immobilizzazioni nette, prevedendo l'applicazione di una percentuale inferiore rispetto a quella applicata nei precedenti periodi di regolazione. Il parametro β unlevered viene determinato pari a 0,35 per il servizio di trasmissione e pari a 0,39 per quello di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Per i livelli iniziali dei costi operativi la disciplina ha previsto per il NPR1 l'usuale impostazione, che dimensiona i costi riconosciuti a partire dal livello medio nazionale, come rilevato dai valori contabili del 2014. È stato inoltre mantenuto il criterio del profit sharing, con una ripartizione simmetrica dei recuperi di produttività conseguiti nel precedente periodo regolatorio tra clienti e imprese (50%-50%). L'X-factor fissato dall'Autorità per gli aggiornamenti annuali risulta pari, per la distribuzione elettrica, a 1,9% in termini reali ed è funzionale a riassorbire gradualmente la parte dei recuperi di produttività conseguiti nel terzo e nel quarto periodo regolatorio.

Al fine di favorire le aggregazioni tra le imprese di distribuzione di piccole dimensioni viene introdotta una modalità di riconoscimento dei costi di capitale differenziate tra le imprese che servono oltre 100.000 punti di prelievo (fondata su un regime di riconoscimento individuale dei costi) e le imprese che si collocano al di sotto di tale soglia (fondata su un regime parametrico). Le imprese che servano fino a 100.000 punti di prelievo hanno in ogni caso la possibilità di accedere al regime di riconoscimento individuale dei costi; in tal caso devono rispettare alcuni requisiti di qualità aggiuntivi. La delibera 778/2016/R/eel del 22 dicembre 2016 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2017, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera dispone altresì la proroga al 31 dicembre 2017 del termine per la definizione di nuovi criteri di regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta tensione e altissima tensione.

La delibera 779/2016/R/eel 22 dicembre 2016 aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2017 ai sensi dei criteri di cui alla deliberazione 654/2015/R/EEL. Il provvedimento dispone inoltre una richiesta di adeguamento

del codice di rete di trasmissioni alle disposizioni di cui alla deliberazione 653/2015/R/EEL in materia di regolazione output-based del servizio di trasmissione.

La delibera 799/2016/R/eel del 28 dicembre 2016 aggiorna per l'anno 2017, coerentemente con le disposizioni approvate con deliberazioni 582/2015/R/eel e 782/2016/R/eel, le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

La delibera 815/2016/R/eel del 29 dicembre 2016 dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2017.

Con il documento per la consultazione 580/2017/R/eel l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico illustra gli orientamenti in materia di riconoscimento parametrico dei costi per le imprese di distribuzione di energia elettrica che servono fino a 100.000 punti di prelievo e i primi orientamenti relativi ai meccanismi di promozione delle aggregazioni relativi alle medesime imprese. Nel documento, che fa seguito al documento per la consultazione 428/2016/R/eel e a incontri del tavolo di lavoro, considerato il quadro di riferimento relativo al periodo di regolazione 2016-2023, l'Autorità propone di rivedere rispetto a quanto precedentemente prospettato, le modalità di applicazione del regime parametrico, prevedendo in particolare: per le imprese che servono oltre 25.000 punti di prelievo e fino a 100.000, l'ammissione al regime puntuale, salvo istanza di applicazione del regime parametrico; di applicare il regime parametrico alle imprese che servono fino a 25.000 punti di prelievo.

La delibera 594/2017/R/eel ha dettato alcune disposizioni volte a implementare il processo centralizzato di messa a disposizione dei dati di misura nell'ambito del Sistema Informativo Integrato (SII), allo scopo di uniformare ed efficientare i meccanismi operativi di messa a disposizione dei dati periodici e delle relative rettifiche, nonché dei dati messi a disposizione nei casi di voltura e switching, consolidando la definizione delle responsabilità reciproche tra i soggetti coinvolti, e delineando il ruolo del SII nell'ambito dei processi di messa a disposizione delle misure, con particolare riferimento alle modalità e tempistiche di erogazione del servizio. La delibera stabilisce che il processo di messa a disposizione dei dati di misura periodici e relative rettifiche, nonché dei dati scambiati in occasione di voltura e switching venga realizzato interfacciando le imprese distributrici con il SII: nel dettaglio si prevede che il SII acquisisca da parte delle imprese distributrici il dato, lo certifichi a garanzia degli operatori coinvolti e dell'affidabilità dei processi, e lo metta a disposizione degli utenti del trasporto. Con riferimento agli strumenti informativi previsti per lo scambio e l'archiviazione dei dati di misura, la delibera conferma di adottare l'architettura cloud based già implementata dal Gestore del SII in relazione ai dati di misura provenienti da sistemi di smart metering 2G, prevedendo, transitoriamente, la possibilità di servirsi dei canali di comunicazione standard attualmente utilizzati per la messa a disposizione dei dati da parte delle imprese distributrici che non riusciranno ad interfacciarsi fin da subito con il server cloud del SII.

La delibera 882/2017/R/eel del 21 dicembre 2017 provvede all'aggiornamento, per l'anno 2018, delle tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti finali non domestici, nonché all'aggiornamento delle condizioni economiche per il servizio di connessione alle reti elettriche. La delibera provvede inoltre a modificare il TIME al fine di definire i criteri di riconoscimento dei costi per i misuratori di prima generazione che entrano in esercizio nell'anno 2018. La delibera dispone infine: la proroga, al 31 dicembre 2018, del termine per la definizione di criteri di regolazione tariffaria di prelievi e immissioni di potenza ed energia reattiva nei punti di prelievo in alta e altissima tensione; la proroga, al 31 dicembre 2019, del regime tariffario temporaneo previsto per gli spettacoli viaggianti.

La delibera 883/2017/R/eel del 21 dicembre 2017 aggiorna le tariffe per il servizio di trasmissione per l'anno 2018 ai sensi dei criteri di regolazione tariffaria in vigore per il periodo 2016-2013 di cui alla deliberazione 654/2015/R/eel.

La delibera 907/2017/R/eel del 27 dicembre 2017 aggiorna per l'anno 2018 le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici.

La delibera 909/2017/R/eel del 27 dicembre 2017 dispone l'aggiornamento dei corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2018.

La delibera 50/2018/R/EEL dà prima attuazione alla disciplina transitoria in tema di esazione degli oneri generali del sistema elettrico (introdotta con la delibera 109/2017/R/EEL), confermando l'attuale gestione degli oneri generali di sistema, che sono addebitati ai clienti dai venditori che li versano alle imprese distributrici e che a loro volta li corrispondono alla CSEA (Cassa per i servizi energetici e ambientali) e al GSE (Gestore dei servizi energetici), e introducendo specifici meccanismi di reintegrazione degli stessi oneri generali versati ma non riscossi e non recuperabili da imprese distributrici.

ci. Il provvedimento, che segue il documento di consultazione 597/2017/R/EEL rivedendone le proposte in considerazione delle osservazioni pervenute, definisce il meccanismo di reintegrazione per le imprese distributrici, mentre rimanda a specifica consultazione (52/2018/R/EEL) per la definizione del meccanismo di reintegrazione per le imprese di vendita. La delibera 50 prevede che l'ammissione al meccanismo sia consentita a ciascuna impresa distributtrice in relazione a crediti maturati e non incassati inerenti a contratti di trasporto risolti per inadempimento da almeno sei mesi. La prima sessione annuale per il riconoscimento dei suddetti oneri ha termine il 30 luglio 2018.

La delibera 11 aprile 2018 237/2018/R/eel ha definito il regime parametrico di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo

La delibera 07 giugno 2018 318/2018/R/eel ha modificato il TIT e il TIME per recepire le disposizioni della deliberazione 237/2018/R/eel concernenti i criteri di riconoscimento dei costi per il servizio di distribuzione e per il servizio di misura dell'energia elettrica ai fini della determinazione delle tariffe di riferimento per le imprese che servono fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la delibera 02 agosto 2018 n. 419/2018/R/eel l'ARERA ha definito i criteri di riconoscimento dei costi di misura dell'energia elettrica in bassa tensione legati all'installazione di misuratori 2G prima dell'avvio di un piano di installazione massiva.

Con la delibera 09 ottobre 2018 497/2018/R/eel sono state approvate in via definitiva le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica di cui al comma 8.1 del TIT e al comma 37.2 del TIME, per l'anno 2016, per le imprese che servono almeno 25.000 e fino a 100.000 punti di prelievo.

Con la delibera 27 dicembre 2018 705/2018/R/eel, l'ARERA ha aggiornato i corrispettivi di dispacciamento per l'anno 2019 per permettere la copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna relativi all'attività di dispacciamento dell'energia elettrica nell'anno successivo.

Con delibera 5 dicembre 2018 626/2018/R/EEL, l'ARERA ha approvato un ulteriore differimento del completamento della riforma delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica, di cui alla deliberazione dell'Autorità 582/2015/R/EEL, mantenendo, fino al 31 dicembre 2019, le strutture tariffarie attualmente vigenti per le componenti a copertura degli oneri generali di sistema.

Con la delibera 18 dicembre 2018 671/2018/R/EEL, sono state aggiornate le tariffe per l'erogazione dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti non domestici, per l'anno 2019;

Con la delibera 18 dicembre 2018 673/2018/R/eel sono state aggiornate per l'anno 2019 le tariffe per il servizio di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per i clienti domestici

La delibera 126/2019/R/eel del 9 aprile 2019 provvede ad avviare il procedimento per la formazione di provvedimenti relativi all'aggiornamento infra-periodo (2020-2023) della regolazione delle tariffe e della qualità per i servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica.

La delibera 566/2019/R/eel del 23 dicembre ha aggiornato, per il semiperiodo regolatorio 2020-2023, la regolazione dei premi-penalità della qualità del servizio. Il regolatore ambisce a migliorare il servizio per il cliente e a ridurre i divari ancora esistenti a livello territoriale; questo tramite l'adozione di una regolazione speciale per gli ambiti maggiormente critici e l'introduzione di forme di regolazione non ordinarie per esperimenti innovativi proposti dagli operatori.

La delibera 568/2019 del 27 dicembre 2019 ha approvato il testo unico per la regolazione tariffaria del semiperiodo regolatorio 2020-2023. Anche in questo caso il provvedimento è in sostanziale continuità di metodo con il primo semiperiodo, pur introducendo alcuni nuovi strumenti in chiave di sfruttamento di sinergie tra settori e di miglioramento del servizio offerto. È stato istituito, ad esempio, un meccanismo di sharing dei ricavi netti derivanti dal transito della fibra ottica nelle infrastrutture elettriche.

06 Qualità, continuità e sicurezza dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica

Con la delibera 4 giugno 2015, 268/2015/R/eel, sono stati approvati i Capitoli del Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Il Codice di rete, che definisce le condizioni generali di contratto tra le imprese distributrici e gli utenti del servizio (i venditori), ha stabilito: l'introduzione di tre tipologie di fattura: (i) la fattura di ciclo, comprensiva di tutte le partite attinenti al servizio di trasporto e delle rettifiche di conguaglio; (ii) la fattura di rettifica, relativa a rettifiche di importi precedentemente fatturati in relazione al servizio di trasporto diverse da quelle di conguaglio; (iii) la fattura relativa a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi; che le fatture di ciclo e le fatture di rettifica possano essere emesse solo successivamente alla messa a disposizione degli utenti dei dati di misura validati e, in particolare, che l'emissione venga effettuata entro quattro giorni lavorativi dalla messa a disposizione dei dati di misura all'utente; la definizione dello standard e delle modalità operative di invio delle fatture, con l'obiettivo di rendere più trasparente ed efficiente il processo di fatturazione; due scadenze fisse mensili per la decorrenza dei termini di pagamento con riferimento alle fatture di ciclo, coerenti con le tempistiche di emissione delle fatture e con i termini di messa a disposizione dei dati di misura; la scadenza di pagamento pari a 30 giorni dalla data di emissione per le fatture di rettifica e per le fatture relative a ulteriori prestazioni e ad altri corrispettivi; l'obbligo, per i distributori, di mettere a disposizione i dati di misura validati per i punti di prelievo trattati su base oraria entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo al mese in cui il servizio è stato erogato; l'introduzione di un sistema di indennizzi a carico dei distributori in relazione alla tipologia e alla tempistica di messa a disposizione dei dati di misura ai venditori; le garanzie a copertura delle obbligazioni derivanti dal contratto di trasporto tra le imprese distributrici e i venditori: il Codice di rete tipo disciplina le forme di garanzia ammesse ai fini della conclusione del contratto di trasporto, nonché i criteri per la loro gestione e per la gestione degli inadempimenti dell'utente, relativi sia alle obbligazioni connesse agli adeguamenti delle garanzie medesime sia alle obbligazioni di pagamento degli importi fatturati.

Il documento di consultazione 457/2019/R/eel del 12 novembre 2019 contiene gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di regolazione output-based della qualità dei servizi di distribuzione e trasmissione dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-23.

La delibera 566/2019/R/eel del 23 dicembre 2019 approva la regolazione output-based della qualità dei servizi di distribuzione e misura per il semiperiodo di regolazione 2020-23.

La delibera 119/2020/R/eel del 7 aprile 2020 rettifica alcuni errori materia riscontrati nel TIQE 2020-23 e ne aggiorna alcuni aspetti in materia di ammodernamento delle colonne montanti vetuste, regolazione individuale del numero di interruzioni per utenti MT (a seguito di aggiornamento della normativa tecnica a cura del Comitato Elettrotecnico Italiano), individuazione dei Giorni con Fulminazioni Eccezionali, regolazione sperimentale incentivante la riduzione della durata delle interruzioni con preavviso e Indice di Sistema di Registrazione.

06.01 Smart metering 2G

Il Decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102 affida all'Autorità nuove funzioni disponendo, tra l'altro che, entro dodici mesi dalla data di entrata in vigore del medesimo decreto, l'Autorità "previa definizione di criteri concernenti la fattibilità tecnica ed economica, anche in relazione ai risparmi energetici potenziali, individua le modalità con cui gli esercenti l'attività di misura forniscono ai clienti finali [...] contatori individuali che riflettono con precisione il consumo effettivo e forniscono informazioni sul tempo effettivo di utilizzo dell'energia [...], in sostituzione di quelli esistenti anche in occasione di nuovi allacci in nuovi edifici o a seguito di importanti ristrutturazioni [...]";

Con la delibera 07 agosto 2014 412/2014/R/efra ha avviato un procedimento per l'attuazione di alcune disposizioni del d.lgs 102/2014, in materia di efficienza energetica

Con la delibera 08 marzo 2016 87/2016/R/eel l'Autorità definisce le specifiche funzionali abilitanti i misuratori intelligenti in bassa tensione e performance dei relativi sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 102.

Con la delibera 10 novembre 2016 646/2016/R/eel, l'Autorità ha definito, per il triennio 2017-2019, il Riconoscimento dei costi per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione e altre disposizioni in materia di messa in servizio dei sistemi di smart metering di seconda generazione. L'intento dichiarato dall'Autorità è quello di favorire lo sviluppo economico ed efficiente del servizio di misura dell'energia elettrica in bassa tensione, con minimizzazione dei costi nel lungo periodo, e l'efficacia in termini di prestazioni fornite, intesa come pieno dispiegamento dei benefici dei sistemi di smart metering 2G, ottenibili con la sostituzione degli attuali contatori elettronici con quelli di seconda generazione (2G). La delibera prevede che, a partire dall'anno 2020, il riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura dell'energia elettrica in bassa tensione per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo sia effettuato sulla base di criteri fondati sulla spesa totale (Totex). Inoltre stabilisce che l'Autorità, tenuto conto degli effetti prodotti dalla disciplina approvata con la presente deliberazione ed eventualmente sulla base di specifiche analisi costi-benefici, anche a livello di sistema, con successivo provvedimento introduca obblighi di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G, anche al fine di evitare discriminazioni tra clienti a livello nazionale. Infine stabilisce che, con successivo provvedimento da adottarsi, verranno fissati: i criteri di riconoscimento dei costi di capitale per le imprese distributrici che servono oltre 100.000 punti di prelievo che non abbiano ancora avviato il proprio piano di messa in servizio di sistemi di smart metering 2G; gli specifici incentivi che favoriscano l'installazione di misuratori 2G prima dell'approvazione e dell'avvio del piano di messa in servizio del sistema di smart metering 2G; i criteri di riconoscimento dei costi per l'installazione di sistemi di smart metering 2G per le imprese che servono meno di 100.000 punti di prelievo. Con il Documento di Consultazione 04 agosto 2016 468/2016/R/eel, l'Autorità identifica i miglioramenti nei servizi e nei processi esistenti, nonché i potenziali nuovi servizi, abilitati dalla diffusione della tecnologia smart metering di seconda generazione (2G) nel settore elettrico, le cui specifiche funzionali sono state definite dalla deliberazione 87/2016/R/eel, ai sensi del decreto legislativo 4 luglio 2014, n. 104. Inoltre, il documento illustra i benefici sul sistema elettrico attesi ed evidenzia i corrispondenti ambiti di adeguamento della regolazione necessari al dispiegamento di tali benefici.

Con la delibera 222/2017/R/eel l'Autorità, a conclusione dell'iter istruttorio svolto secondo il percorso abbreviato (fast track), ha approvato il piano predisposto da e-distribuzione di messa in servizio dello smart metering di seconda generazione (2G) con riferimento al quindicennio 2017-2031, fissandone la data di avvio al 1 gennaio 2017.

Con la delibera 13 aprile 2017 248/2017/R/eel l'ARERA ha definito le modalità e le tempistiche di messa a disposizione al SII e agli utenti del trasporto dei dati di misura 2G, in accordo con le funzionalità e i livelli attesi di performance definiti dalla deliberazione 87/2016/R/eel, nonché le modalità di aggiornamento del RCU a seguito dell'installazione di un sistema di smart metering 2G.

La delibera 289/2017/R/eel del 28 aprile 2017 avvia un procedimento per valutare la possibilità di evolvere le caratteristiche funzionali dei misuratori di energia elettrica in bassa tensione 2G come delineato dall'Allegato C alla deliberazione 87/2016/R/EE.

Il Documento di Consultazione 22 giugno 2017 466/2017/R/eel illustra gli orientamenti in merito all'applicazione del trattamento ai sensi del TIS ai punti di prelievo per i quali verrà installato un nuovo misuratore nell'ambito dei sistemi di misura 2G nonché in tema di processo di configurazione di tali sistemi da parte delle parti commerciali.

La delibera 700/2017/R/eel del 19 ottobre 2017 definisce le disposizioni in merito all'applicazione del trattamento orario ai fini del settlement per i punti di immissione e prelievo dotati di sistemi di smart metering 2G.

La delibera 2018 88/2018/R/eel del 15 febbraio definisce le disposizioni funzionali alla configurazione e alla visualizzazione sul display dello Smart metering 2G ad uso delle controparti commerciali (imprese di vendita), dando mandato all'Acquirente Unico per la relativa attuazione delle specifiche funzionali.

Con il Documento di Consultazione 245/2018/R/eel l'ARERA del 11 aprile 2018 illustra i gli orientamenti in merito alla definizione delle specifiche funzionali caratterizzanti la versione "2.1" dei contatori intelligenti di seconda generazione di energia elettrica in bassa tensione (interfacce di comunicazione, limitatore di potenza e altri), al fine di massimizzare

le possibilità a disposizione dei clienti per la comunicazione a mezzo della Chain 2e minimizzare i costi derivanti dall'introduzione delle funzionalità incrementali della versione 2.1, tenendo conto degli elementi acquisiti in collaborazione con AGCOM. Inoltre presenta le prime riflessioni relative alle possibili implementazioni delle offerte di tipo pre-pagato. La delibera 307/2018/R/eel del 1 giugno 2018 dispone l'estensione della durata del monitoraggio delle performance di comunicazione tramite "Chain 2" e, contestualmente, la proroga del termine per la conclusione del procedimento di cui alla deliberazione 289/2017/R/eel mirato alla definizione delle funzionalità incrementali della versione 2.1 dei sistemi di Smart Metering di seconda generazione.

La delibera 409/2019/R/eel del 15 ottobre 2019 conclude il procedimento avviato con la deliberazione 289/2017/R/eel per la definizione di eventuali requisiti aggiuntivi relativi alla "versione 2.1" dello smart meter di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione.

07 Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione gas metano

Il susseguirsi di numerosi provvedimenti normativi che hanno apportato continue modifiche al quadro regolatorio delle gare d'Ambito per l'affidamento del servizio di distribuzione gas ha bloccato l'avvio delle procedure di gara sull'intero territorio nazionale, prorogando la situazione di stallo che da anni frena lo sviluppo competitivo del settore. Pertanto le iniziative aziendali si sono concentrate sulle attività di riorganizzazione finalizzate a rafforzare la competitività in vista delle gare d'ATEM.

In particolare, per quanto riguarda gli ATEM di competenza, sensi dell'art. 5 D.M. 12/11/2011 n.226, si sono sottoscritti o si stanno sottoscrivendo con le competenti stazioni appaltanti i verbali di determinazione del Valore di Rimborso degli affidamenti gestiti, calcolati sulla base di quanto stabilito nel contratto di servizio e applicando integralmente i criteri e le modalità contenute nel DM 22 maggio 2014 "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale".

L'attività di gestione nel corso del 2019 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

GAS METANO	2019	2018
Concessioni gestite	25	25
PDR	207.330	207.498
Gas distribuito (smc)	320.678.069	337.249.663
Attività su richiesta dei clienti finali	1.128	835
Attività su richiesta delle società di vendita	13.401	17.083
Attività in pronto intervento	3.441	3.941
Switch gestiti	22.230	16.137
Bonus gas gestiti	6.815	6.432
Nuove pratiche di default	224	225
Pratiche di default gestite	636	684
Società di vendita attive	158	142

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita evidenziano un lieve incremento rispetto ai dati 2018 dovuto in massima parte alla riduzione dei prezzi di listino applicati ai clienti finali, che comunque non si è tradotto in un aumento di nuovi PDR, che di fatto rimangono pressochè stabili. Nel corso del 2019 si è avuto un ulteriore aumento del numero delle società di vendita attive sui nostri territori.

Per quanto riguarda gli standard di sicurezza e continuità e la qualità del servizio erogato da RetiPiù, va innanzitutto ricordato che l'attuale quadro regolatorio, disciplinato dalla delibera dell'Autorità 574/2013/R/gas, spinge il sistema verso livelli di sicurezza del servizio di distribuzione del gas sempre maggiori. Per garantire nel tempo le massime condizioni di sicurezza, efficienza ed eccellenza, RetiPiù da un lato effettua costanti interventi di monitoraggio dello stato delle proprie reti ed impianti, assicurandone la continua e periodica manutenzione nel rispetto delle normative tecniche del settore, mentre dall'altro pone particolare attenzione nell'organizzazione del proprio sistema di Pronto Intervento, in modo da poter fronteggiare con la massima tempestività ogni eventuale situazione di potenziale pericolo. Impegno che pone RetiPiù tra le prime aziende a livello nazionale e che ha permesso di alla nostra società di vedersi riconoscere gli incentivi previsti dalle RQDG. Per quanto riguarda la qualità del servizio il livello di qualità commerciale viene misurato tramite un indice generale che rappresenta la percentuale di prestazioni non eseguite nei tempi standard previsti dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, in riferimento ad attivazioni, riattivazioni, disattivazioni, preventivi ed esecuzione lavori semplici e complessi.

RetiPiù ha confermato anche nel 2019 i livelli di eccellenza raggiunti negli ultimi anni in relazione agli standard di qualità e sicurezza stabiliti dall'Autorità.

SERVIZIO GAS	2019	2018
LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE	% RISPETTO	% RISPETTO
Preventivazione per lavori semplici	99,77%	98,66%
Preventivazione di lavori complessi	100%	100%
Esecuzione di lavori semplici	97,33%	98,56%
Attivazione della fornitura	99,77%	99,93%
Disattivazione della fornitura	99,89%	99,98%
Riattivazione in caso di distacco per morosità	99,28%	99,76%
Riattivazione della fornitura per potenziale pericolo per la pubblica incolumità	100%	100%
Verifica gruppo di misura	98,16%	100%
Verifica della pressione di fornitura	100%	100%
Fascia di puntualità per appuntamenti	99,78%	81,61%
Dati tecnici acquisibili con lettura di un gruppo di misura	100%	100%
Altri dati tecnici	95,80%	77,78%
LIVELLI GENERALI DI QUALITÀ COMMERCIALE	% RISPETTO	% RISPETTO
Esecuzione di lavori complessi	93,33%	100%
Risposta reclami o richieste scritte	100%	99,27%

08 Attività di gestione e sviluppo del servizio di distribuzione energia elettrica

L'art. 9 del D.Lgs 16 marzo 1999, n. 79 "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica", stabilisce che le concessioni di distribuzione di energia elettrica rilasciate alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto stesso, hanno scadenza il 31 dicembre 2030, pertanto non sono ipotizzabili sviluppi competitivi del settore.

L'attività di gestione nel corso del 2019 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

ENERGIA ELETTRICA	2019	2018
Concessioni gestite	1	1
POD	25.919	25.789
Energia elettrica distribuita (kWh)	138.812.854	140.068.711
Attività su richiesta dei clienti finali	99	75
Attività su richiesta delle società di vendita	2.717	3.649
Attività in pronto intervento	241	172
Switch gestiti	3.144	1.921
Bonus energia gestiti	883	830
Produttori gestiti	333	310
Nuovi produttori acquisiti nell'anno	23	34
Società di vendita attive	81	78

Le attività svolte su richiesta dei clienti finali e delle società di vendita hanno determinato un lieve aumento del numero di POD serviti, segnale di una timida ripresa delle attività immobiliari avutasi nella prima parte dell'anno. L'aumento del numero di switch gestiti rispetto al dato dell'anno precedente trova giustificazione nel fatto che il 2019 ha visto il perdurare degli effetti conseguenti agli adempimenti imposti dalla delibera dell'Autorità n. 296 del 2015 in tema di "maggiore tutela" che ha spinto molto clienti finali a passare al libero mercato. Va segnalato anche per il 2019 l'aumento del numero dei produttori di energia elettrica, a conferma della tendenza alla diffusione della figura del "prosumer" (produttore e consumatore assieme) che in Italia copre circa più del 10% dell'elettricità consumata. Anche nel 2018 RetiPiù ha raggiunto livelli di eccellenza rispetto agli standard di servizio della qualità commerciale fissati dall'Autorità (deliberazione n.198/11), che definiscono i tempi e modalità di esecuzione delle prestazioni richieste al distributore da clienti e produttori, direttamente o tramite venditore. Il sistema integrato AMM aziendale permette la conduzione e telelettura a distanza dei contatori elettronici installati presso tutti i POD gestiti da RetiPiù, contribuendo in modo determinante al raggiungimento degli standard aziendali.

SERVIZIO ENERGIA ELETTRICA LIVELLI SPECIFICI DI QUALITÀ COMMERCIALE	2019 % RISPETTO	2018 % RISPETTO
Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT	98,29%	100%
Preventivi per l'esecuzione di lavori sulla rete MT	100%	100%
Esecuzione di lavori semplici	95,65%	100%
Attivazione della fornitura	99,92%	99,84%
Disattivazione della fornitura	99,56%	99,73%
Riattivazione per morosità	98,54%	98,68%
Fascia di puntualità per appuntamenti con il cliente	100%	99,90%
Comunicazione dell'esito della verifica del gruppo di misura	100%	83,33%
Richiesta dati tecnici acquisibili con lettura del gruppo di misura	100%	100%
Richiesta altri dati tecnici	83,33%	100%
LIVELLI GENERALI DI QUALITÀ COMMERCIALE	% RISPETTO	% RISPETTO
Esecuzione di lavori complessi	100%	100%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di distribuzione	95,83%	100%
Risposta a reclami o richieste scritte per l'attività di misura	87,50%	100%
Risposta a richieste di informazioni riguardanti la conoscenza del livello di potenza di cortocircuito presso il proprio punto di connessione alla rete	100%	100%

09 Attività di gestione e sviluppo degli altri settori in cui opera la società

09.01 Illuminazione pubblica

Il settore dell'illuminazione pubblica oggi presenta grandi potenzialità di sviluppo, soprattutto rispetto alle attività di efficientamento energetico, funzionali alla riduzione e razionalizzazione dei consumi, ed a quelle di sviluppo ed applicazione delle nuove tecnologie che permettono di fare di un impianto di illuminazione pubblica il fulcro di tutti i sistemi «Smart City» richiesti dai cittadini e dagli Amministratori comunali.

Per questi motivi il 2019 è stato caratterizzato da una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore, che ha portato alla presentazione di progetti di finanza ai sensi degli artt. 179, comma 3, e 183, comma 15, del D.Lgs 18 aprile 2016, n. 50. Questi progetti sono stati focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti".

L'attività di gestione nel corso del 2019 è stata caratterizzata dai seguenti dati:

ILLUMINAZIONI PUBBLICA	2019	2018
Concessioni gestite	1	1
Contratti di manutenzione gestiti	2	1
Punti luce gestiti	14.021	8.950

09.02 Centro Ispezioni Metrologiche

Nel corso del 2019 è proseguita l'attività del Centro Ispezioni Metrologiche di RetiPiù Srl che ha assicurato la copertura di tutte le esigenze aziendali in materia di operazione di verifica dispositivi di conversione del volume associato a contatori gas in conformità a quanto previsto dal D.M. 75/2012.

09.03 Servizi specialistici intercompany

RetiPiù gestisce i contratti intercompany finalizzati a fornire alle altre società del Gruppo il servizio specialistico di gestione dei sistemi informativi.

10 Gestione operativa

Le iniziative attuate nel 2019 hanno coinvolto tutte le strutture, con l'attivazione di specifici progetti finalizzati a potenziare la nostra competitività, riducendo i costi di gestione, e accrescere la qualità del servizio offerto, migliorandone gli standard.

10.01 Brianza Innovation

RetiPiù intende posizionarsi ed accreditarsi come il soggetto che definisce e governa il pattern per l'innovazione in Brianza, che valorizza e aggrega competenze, che attrae talenti, che favorisce la realizzazione di progetti. La nostra società possiede il know-how, l'esperienza, il radicamento territoriale e la vision per guardare al futuro e dare vita ad uno smart district che da rete fisica, il nostro attuale core business basato sulle reti del gas e dell'energia, diventa rete metafisica, le reti tecnologiche del futuro, contenitore e contenuto di un modello di open innovation.

L'idea di fondo è di superare il concetto di smart city per arrivare alla proposta di una Smart Area dell'intero territorio brianzolo, che veda RetiPiù agire come protagonista e punto di riferimento per amministrazioni locali, operatori economici e cittadini, in una visione di lungo periodo, volta a ripensare il territorio in direzione di una innovazione profonda, di uno sviluppo sostenibile e duraturo e di una gestione sapiente delle risorse.

Con questo Progetto strategico RetiPiù, a nome del Gruppo, intende concretizzare l'idea dell'utility 4.0 che, grazie all'utilizzo di tecnologie digitali in tutte le aree di business, sia in grado di dare vita ad una "Smart Area" integrata, che veda il numero più ampio possibile di Amministrazioni Comunali, contrattualizzare l'affidamento di servizi su più ambiti: smart energy, economia circolare, smart living, mobilità sostenibile, economia 4.0, smart community, in una visione di lungo periodo, volta a ripensare il territorio in direzione di una innovazione profonda, di uno sviluppo sostenibile e duraturo, di una gestione sapiente delle risorse e dello sviluppo di servizi smart concreti e pensati per il territorio.

Nel 2018 si dato il via a questo progetto strategico con l'organizzazione del primo Brianza Innovation Day. Una giornata programmata nel mese di ottobre, sul futuro della Brianza in chiave digitale e smart, che ha visto una grande partecipazione degli amministratori pubblici. Il Brianza Innovation Day è stato il primo step di questo progetto che, nel corso del 2019 è proseguito con il Brianza Innovation Lab, un percorso articolato, che tramite quattro tavoli tematici ha permesso di mettere a fuoco proposte e iniziative di innovazione, insieme al territorio e per il territorio. Sindaci, assessori, esperti di

innovazione, tecnici e imprenditori hanno avuto modo di confrontarsi su tutti i temi della digitalizzazione e delle soluzioni smart, dando forma al progetto "Brianza Innovation Smart Area", presentato l'11 ottobre 2019 in occasione del secondo Brianza Innovation Day.

10.02 Digitalizzazione

La digitalizzazione degli asset e dei processi aziendali riveste da tempo un ruolo chiave nelle strategie aziendali di RetiPiù, che vuole caratterizzarsi come utility 4.0, fornitrice di nuovi servizi al territorio e realtà che ricerca e sviluppa strumenti per ottimizzare i propri processi, migliorare il servizio e impattare in modo significativo sulla qualità della vita dei cittadini/clienti finali.

Obiettivo di piano è quello di completare la digitalizzazione degli asset aziendali, sfruttando le potenzialità della tecnologia Internet of Things (IoT). L'IoT permetterà ai sensori distribuiti lungo la rete di comunicare tra loro, interagire con l'ambiente esterno, rilevare i dati e tramite l'Intelligenza Artificiale e il Machine Learning di prendere decisioni, anche in tempo reale, come ad esempio quella di regolare alcuni parametri di funzionamento degli impianti, prevenire i guasti attraverso la manutenzione predittiva e individuare ancor più rapidamente eventuali perdite. Il grado di autonomia decisionale crescerà nei prossimi anni con la progressiva maturazione delle tecnologie.

RetiPiù ha avviato numerose collaborazioni per sviluppare, reperire e sperimentare soluzioni tecnologiche avanzate adeguate alla propria realtà impiantistica e territoriale. Tali collaborazioni verranno ulteriormente ampliate e sviluppate in arco di piano per fornire al processo di digitalizzazione il necessario supporto di competenze specialistiche

Per costruire l'ecosistema ICT a supporto della digitalizzazione della rete e dei processi, RetiPiù sta introducendo l'adozione di soluzioni cloud-native in sostituzione dei precedenti sistemi legacy, già concettualmente integrabili con le soluzioni allo studio con il progetto Brianza Innovation

Nel 2019 ha preso avvio la fase di implementazione del sistema Manutenzione Predittiva basato sul sistema SAP Cloud Predictive Maintenance ed un sistema di Schedulazione Risorse basato sul sistema SAP Multiresource Scheduling with Optimizer che, integrati tra di loro e con il sistema SAP S/4 Hana aziendale, permetteranno di ottimizzare l'utilizzo delle risorse aziendali, migliorando la pianificazione delle attività e individuare preventivamente probabili anomalie di funzionamento delle reti di distribuzione gas, energia elettrica e di illuminazione pubblica, in modo da assicurare una migliore gestione e manutenzione degli asset aziendali, riducendo in modo sostanziale i rischi di interruzione del servizio e gli oneri di manutenzione degli impianti. Attraverso l'analisi dei dati acquisiti dagli applicativi aziendali e dai sensori posti in campo, il sistema MP potrà in tempo reale monitorare, analizzare e gestire gli eventi delle reti di distribuzione del gas e degli impianti ad essa collegati e, tramite l'utilizzo di specifici algoritmi automatici, anticipare il verificarsi di possibili guasto o anomalie, allocando in modo efficace ed efficiente le risorse aziendali dove e quando effettivamente necessarie.

10.03 Efficienza Energetica

Nel 2018 RetiPiù ha deciso di investire nel settore dell'efficienza energetica. L'iniziativa rientrava nei piani strategici dell'azienda finalizzati a trovare una soluzione strutturale alle problematiche connesse al reperimento dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE). Inizialmente si è cercato di acquisire una partecipazione di controllo in una Energy Service Companies (ESCO) con l'obiettivo di accelerare il processo di crescita in questo mercato, grazie all'acquisizione delle necessarie competenze e tecnologie. Le difficoltà riscontrate nell'individuare un target adeguato alle nostre esigenze ed i limiti imposti dal D.Lgs 175/2016 alle società a controllo pubblico per acquisire partecipazioni in altre società, ci hanno costretti a cambiare strategia.

Nel corso del 2019 si è deciso di costituire, all'interno dell'organizzazione aziendale, un servizio dedicato allo sviluppo delle competenze necessarie per la realizzazione delle iniziative di efficienza energetica e ad avviare il percorso di certificazione secondo la norma tecnica italiana UNI CEI 11352 in qualità di ESCo. Questo ci ha permesso di presentare e di veder accolte tre nostre manifestazioni di interesse a formalizzare un progetto di finanza per efficientare edifici pubblici. Tali progetti sono in fase avanzata di sviluppo e dovrebbero concludere il proprio iter amministrativo nel primo semestre 2020, per poi essere messi a gara e trovare operatività a partire dal 2021.

10.04 **Efficienza operativa**

Il processo di digitalizzazione sta trasformando il nostro modo di lavorare: i nostri tecnici eseguono direttamente in campo numerose attività; il nostro personale amministrativo e di staff utilizza un avanzato sistema di gestione documentale e sta sperimentando soluzioni informatiche per migliorare il lavoro di team e permettere uno scambio di idee e comunicazioni in maniera più rapida ed efficace, aprendo nel contempo la possibilità di sviluppare ulteriormente soluzioni di lavoro remoto (telelavoro e smart working), già applicate a livello aziendale per circa il 5% degli addetti, e di avviare uno specifico progetto di digital workplace.

L'adeguamento delle procedure, coniugato con l'adozione di adeguate soluzioni tecnologiche, stanno portando diversi benefici, anche economici, quali:

- > l'aumento della produttività, la riduzione dei tempi nell'esecuzione dei lavori e dell'attività amministrative. Va comunque sottolineato che i settori della distribuzione del gas e dell'energia elettrica di RetiPiù sono da tempo caratterizzati da un livello di standard elevati, che consentiranno di raggiungere miglioramenti di performance limitati a causa dell'intrinseca difficoltà di perseguire ulteriori incrementi significativi. L'attenzione sarà comunque concentrata: per il gas, sull'ottimizzazione della gestione delle pressioni di esercizio e dei livelli di odorizzazione; per l'energia elettrica, sugli aspetti di continuità e distribuzione dei carichi; per l'illuminazione pubblica, sul miglioramento dei livelli di qualità della progettazione; per l'efficienza energetica, sulla capacità di sviluppare proposte sostenibili ed innovative dal punto di vista tecnologico;
- > l'attivazione del processo di dematerializzazione dei documenti cartacei con conseguente ottimizzazione del processo di archiviazione e riduzione dei costi logistici ad esso correlati;
- > la razionalizzazione dei percorsi dei mezzi operativi con la conseguente riduzione dei km percorsi e delle emissioni inquinanti;
- > l'ottimizzazione delle attività di inserimento dati, eliminando le attività ripetitive con conseguente riduzione dei margini d'errore dovuti a imprecisioni nella trascrizione dei dati;
- > l'introduzione di reportistiche analitiche integrate, dinamiche, interattive e disponibili a richiesta in tempo reale per velocizzare le analisi e rendere più efficaci le conseguenti decisioni

Nello specifico nel prossimo triennio la nostra azione si focalizzerà sull'adozione di soluzioni per la lettura dei dati acquisiti tramite il processo di digitalizzazione aziendale tramite metodi analitici quali: data warehousing, machine learning, data mining, business process modeling, big data analytics, visual analytics, text analytics. L'obiettivo è quello di ottenere informazioni di sintesi e modelli predittivi adeguati alla nostra realtà ed ai nostri business, per comprendere, scoprire e prevedere i principali fenomeni su cui basare tattiche e strategie efficaci per accrescere il vantaggio competitivo aziendale.

Inoltre, per ottimizzare il rapporto con i nostri clienti finali, introdurremo, già dal 2020, soluzioni di comunicazione dinamica per ottimizzare i processi comunicativi e potenziare la Customer Experience delle nostre comunicazioni su canali fisici e digitali.

10.05 **Gare ATEM**

Continua il ritardo nell'indizione delle gare d'ATEM sul territorio nazionale da parte delle Stazioni Appaltanti, anche a fronte di un quadro normativo non ancora consolidato, che vede l'Autorità modificare l'iter di analisi degli scostamenti VIR-RAB e dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara relativamente all'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale e mantenere un atteggiamento estremamente rigido su tutti gli aspetti valutativi.

Nel corso del 2019 è proseguito l'iter di adeguamento delle proprie strutture tecniche e dei relativi processi, per poter far fronte efficacemente a tale impegno. In particolare è in fase di perfezionamento l'attività di informatizzazione di gran parte dei processi tecnico produttivi che vanno dalla progettazione e realizzazione delle opere, alla direzione dei lavori, alla manutenzione e conduzione degli impianti di distribuzione, alla gestione degli aggiornamenti cartografici, anche attraverso l'implementazione di strumenti di Work Force Management che consentono, tra l'altro, la consuntivazione delle attività svolte nei sistemi gestionali aziendali direttamente dal campo.

10.06 **Sostituzione misuratori gas**

L'attività di sostituzione massiva dei misuratori gas viene svolta utilizzando esclusivamente personale interno ed è finalizzata a rispettare il calendario di posa ed attivazione dei contatori domestici di classe G4 e G6 fissato dall'Autorità. Il piano di installazione massiva dei contatori elettronici gas mass market, avviato nel 2015, ha visto nel 2019 la posa di oltre 49.460 contatori di classe G4 e G6, che hanno portato a più di 130.000 il parco complessivo di contatori elettronici mass market installati, in linea con l'obiettivo fissato dall'Autorità.

10.07 **Innovazione e ricerca**

RetiPiù persegue da anni un approccio open innovation in tutte le proprie strategie industriali.

Nel 2019 questo approccio open innovation si è proseguito ulteriormente con un preciso obiettivo: sviluppare direttamente progetti di innovazione e ricerca finalizzati allo studio di nuovi strumenti per rilevare e monitorare dati ed informazione, attraverso la collaborazione con università, e start-up innovative. In base ai risultati ottenuti si valuterà se proseguire e sviluppare ulteriormente il nostro coinvolgimento diretto nello sviluppare specifici progetti di innovazione nell'arco di piano.

In particolare nel 2019 si sono avviati progetti finalizzati a ottimizzare il processo di odorizzazione del gas immesso in rete e di controllo delle pressioni di esercizio, attraverso il monitoraggio continuo, tramite appositi sensori, del

10.07 **Protezione dei dati**

L'adeguamento al General Data Protection Regulation 679/2016 è stato affrontato attraverso una revisione puntuale del sistema documentale aziendale, al fine di adeguarne la conformità alle prescrizioni della legge nel proteggere i dati personali. È stata somministrata a tutto il personale interessato una formazione specifica di aggiornamento sulle principali novità normative, e focus sul ruolo dei responsabili delle unità organizzative, deputate al trattamento.

11 **Persone**

Le persone di RetiPiù Srl svolgono la propria attività nella condivisione e nel rispetto dei seguenti valori, che ne guidano le decisioni e le modalità operative:

- > **Eticità e sostenibilità.** Ci sentiamo e siamo responsabili, come azienda nel suo complesso e come singoli, verso la società, il territorio e l'ambiente in cui operiamo. Per questo crediamo che la sostenibilità sia innanzitutto passione per il lavoro, un valore che custodiamo e rispettiamo da oltre 100 anni. Senza passione per il lavoro non ci può essere futuro e, quindi, sostenibilità. Ogni giorno lavoriamo perché il domani sia migliore di oggi.
- > **Innovazione e miglioramento.** La nostra storia ci ha insegnato che ogni risultato raggiunto è solo un nuovo punto da cui ripartire, consapevoli che per migliorare occorre avere il coraggio di imboccare strade nuove e "scoprire" nuovi paesaggi.
- > **Efficienza e attenzione alle persone.** Bisogna usare tutte le energie disponibili nel migliore dei modi. Le donne e gli uomini di RetiPiù Srl sono la nostra energia "rinnovabile" e per questo inesauribile, a cui prestiamo la massima attenzione, cercando di premiare il merito di chi mette ogni giorno la propria energia al servizio dell'azienda.

La struttura organizzativa della società, continua ad essere interessata dal progetto di miglioramento continuo, con l'obiettivo di potenziare la nostra competitività e accrescere la qualità del servizio offerto, attraverso: l'acquisizione e l'implementazione delle innovazioni tecnologiche disponibili; la ricerca della massima efficienza ed economicità di gestione; l'attenzione alle risorse umane e alla cultura organizzativa; il rafforzamento della percezione dell'azienda tra i cittadini e gli stakeholder.

Alla data del 31 dicembre 2019, centoventisette persone lavoravano in RetiPiù Srl, formando la seguente struttura operativa:

ORGANICO	NUMERO DIPENDENTI AL 31/12/2019	NUMERO DIPENDENTI MEDIO	NUMERO DIPENDENTI AL 31/12/2018
Dirigenti	1	1	1
Quadri	10	10,08	10
Impiegati	60	56,95	57
Operai	56	54,58	52
Totale	127	122,61	120

Nel corso dell'anno, 3 dipendenti hanno cessato l'attività lavorativa di cui: 2 a seguito del raggiungimento dell'età pensionabile e 1 per dimissioni volontarie

Nel 2019 sono stati assunti 10 dipendenti di cui 1 con contratto a tempo determinato.

A tutti i lavoratori di RetiPiù Srl viene applicato il CCNL Gas e Acqua. Il personale laureato rappresenta il 13% del totale e l'età media delle persone impiegate in RetiPiù Srl si è attestato a un valore di poco superiore ai 49 anni.

Le iniziative hanno coinvolto tutte le strutture, in particolare la linea è stata impegnata nell'ottimizzare gli standard tecnici, all'informatizzazione dei processi operativi e all'implementazione del progetto di internalizzazione della posa ed attivazione dei contatori elettronici mass-market. Per quanto riguarda gli staff, le attività si sono concentrate sulla pianificazione e preparazione preventiva per le previste gare d'ambito e sull'adeguamento delle strutture tecniche e dei relativi processi, per poter far fronte efficacemente a tale impegno.

Anche l'attività di formazione del personale rappresenta nella cultura di RetiPiù Srl un elemento fondamentale per il successo aziendale, permettendo il corretto sviluppo dei processi riorganizzativi e la gestione del cambiamento. Nel 2019 il 100% del personale è stato interessato da attività di formazione ed aggiornamento.

Con riferimento alle relazioni sindacali, nel 2019 il rapporto tra RetiPiù Srl e le Organizzazioni Sindacali è proseguito in un clima di proficua collaborazione su tutte le principali tematiche riorganizzative aziendali.

RetiPiù ha un Sistema di Gestione Integrato Qualità dei requisiti dettati dalle norme di riferimento ISO 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità", BS OHSAS 18001/2007 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro", ISO 50001/2011 "Sistema di Gestione dell'Energia", ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale", ISO/IEC 17020/2012. Le visite ispettive effettuate nel 2018 dall'Ente di Certificazione (IMQ) ai fini del mantenimento della Certificazione di conformità alle norme, si sono concluse tutte con esito positivo.

12 Salute e sicurezza

Nel 2019 gli infortuni totali registrati sono stati 2, di cui 1 è riconducibile a incidenti sul lavoro e 1 a infortunio in itinere. Gli infortuni totali hanno comportato 14 giorni di assenza totali, di cui 3 incidenti sul lavoro e 11 per infortuni in itinere. L'indice di frequenza è pari a 0,010 con indice di gravità di 007; escludendo gli infortuni in itinere si ha un indice di frequenza 0,05 e di gravità 0,01.

Nel corso dell'anno non si sono certificate malattie professionali e non si sono verificati incidenti gravi, pertanto il fenomeno antinfortunistico è da considerarsi sotto controllo.

Per il personale che risulta esposto a specifici fattori di rischio, RetiPiù attua la sorveglianza sanitaria periodica è stata eseguita sulla base del Protocollo sanitario del Medico competente.

Nel 2019 l'attività di formazione del personale in tema di salute e sicurezza ha interessato soprattutto i reparti operativi, per un totale di oltre 904 ore e 195 persone, su temi specifici riguardanti ruoli e responsabilità, SSL, gestione delle emergenze incendio, primo soccorso, utilizzo di attrezzature specifiche. Oltre alla formazione obbligatoria sono stati eseguiti interventi informativi e di addestramento interni, per un totale di 251 ore e 25 partecipanti.

13 Sistema di Gestione Energetica Ambientale

RetiPiù, consapevole dell'importanza di un uso razionale ed efficiente dell'energia e della gestione degli impatti ambientali delle proprie attività e lavorazioni in un'ottica di sostenibilità e circolarizzazione delle risorse utilizzate, ha sviluppato ed adottato un Sistema di Gestione Energetica Ambientale. L'adozione volontaria di un SGEA ha permesso di sviluppare nel corso degli anni un approccio sistemico alla gestione e razionalizzazione dell'uso dell'energia, focalizzando l'attenzione sulla promozione dell'efficienza energetica e la riduzione degli impatti ambientali. Dal 2011 a oggi, nonostante l'incremento di territori, impianti gestiti, personale dipendente, flotta aziendale e numero di attività in genere, il SGEA ha contribuito con esito positivo a limitare la crescita del consumo dei vettori energetici, grazie al continuo processo di miglioramento ed a contenere riduzione delle emissioni di CO₂.

14 Investimenti

RetiPiù Srl da sempre investe molte risorse per mantenere un costante livello di efficienza e sicurezza dei propri impianti, ricercando soluzioni innovative e tecnologicamente avanzate per accrescere la propria efficienza operativa. Con specifico riferimento agli investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali, il 2019 vede un incremento rispetto all'anno precedente, riconducibile al mantenimento e allo sviluppo delle reti di distribuzione gas ed energia elettrica nel loro complesso, all'attività di misura destinata all'implementazione del programma di installazione dei contatori elettronici (smart meter), in linea con le delibere dell'ARERA, nonché al completamento delle costruzioni di nuove reti. RetiPiù nel 2019 ha realizzato investimenti per 14 milioni di euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione del gas naturale, pari a 9,75 milioni di euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 1,2 milioni di euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione del gas naturale per 1,9 milioni di euro, all'installazione di apparecchiature di misura per 6,4 milioni di euro, alla realizzazione di fabbricati industriali per le cabine di decompressione per 60 mila euro e a altri beni per 63 mila euro.

Gli investimenti sostenuti per la realizzazione delle infrastrutture di distribuzione dell'energia elettrica, pari a 769 mila euro, sono relativi alla realizzazione di allacciamenti per 68 mila euro, alla realizzazione ed alla manutenzione della rete e degli impianti di distribuzione dell'energia elettrica per 641 mila euro e all'installazione di apparecchiature di misura per 54 mila euro.

Sono stati inoltre realizzati investimenti pari a 2 mila euro, sono relativi a software e hardware per estendere la digitalizzazione a tutte le procedure aziendali per 550 mila euro e per automezzi, mobili e arredi e attrezzature per 365 mila euro e 1,4 milioni di euro in fabbricati e terreni. Tali investimenti sono propedeutici all'evoluzione delle infrastrutture aziendali in reti intelligenti e all'impiego di tecnologie innovative per incrementare efficienza energetica e operativa.

Gli investimenti nel settore dell'illuminazione pubblica sono stati pari a 1,65 milioni di euro ed hanno riguardato il rifacimento dell'impianto della città di Seregno.

Le tabelle seguenti riassumono gli investimenti effettuati nel 2019.

INVESTIMENTI PER IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI:	EURO (MIGLIAIA)
Brevetti industriali	0
Marchi	0
Software	530
Altre immobilizzazioni immateriali	8
Concessioni	1.888
Immobilizzazioni immateriali in corso	0
Totale immobilizzazioni immateriali	2.426

INVESTIMENTI PER IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI:	EURO (MIGLIAIA)
Terreni e fabbricati	1.376
- di cui terreni e fabbricati applicazione IFRS-16	1.315
Rete e impianti	3.499
Attrezzature e strumenti di misura	6.490
Altri beni	324
- di cui veicoli a noleggio applicazione IFRS-16	80
Impianti in costruzione	87
Totale immobilizzazioni materiali	11.776

15 Risparmio energetico

L'efficienza energetica ricopre un ruolo fondamentale per conseguire gli ambiziosi obiettivi di contenimento dell'aumento della temperatura media globale del pianeta al di sotto di 2°C rispetto ai livelli preindustriali e il proseguimento, nel tempo, degli sforzi per limitare ulteriormente l'aumento della temperatura al di sotto di 1,5°, fissati dall'assemblea plenaria della 21a Conferenza della Convenzione ONU sul clima (COP 21). In coerenza agli impegni assunti dall'Italia, la Strategia Energetica Nazionale ha fissato un obiettivo nazionale di risparmio pari a 20 Mtep/a di energia primaria al 2020, di cui 5,5 Mtep/anno da raggiungersi attraverso i risparmi incentivati dal meccanismo dei Certificati Bianchi (TEE). Tali obiettivi sono stati rimodulati alla luce della pubblicazione della direttiva 2012/27/UE che, all'art.7, definisce che ciascun Stato membro istituisca un regime nazionale obbligatorio di efficienza energetica attraverso cui conseguire un obiettivo cumulativo di risparmio energetico finale almeno equivalente al conseguimento ogni anno, dal 1° gennaio 2014 al 31 dicembre 2020, di nuovi risparmi pari all'1,5% (in volume) delle vendite medie annue di energia ai clienti finali. A tal fine il D.lgs.102/2014, che recepisce nell'ordinamento italiano la direttiva, ha ridefinito l'obiettivo di risparmio cumulato minimo pari a 25,5 Mtep di energia finale da conseguire nel periodo 2014-2020, definendo che il meccanismo dei certificati bianchi dovrà garantire il raggiungimento del 60% dell'obiettivo.

Per quanto riguarda il meccanismo dei Certificati bianchi, i risultati ottenuti in termini di risparmio "sono sostanzialmente in linea con le attese", si legge nel Piano d'Azione Italiano per l'efficienza energetica, pubblicato. Stesso discorso anche per le riduzioni dei consumi conseguibili attraverso le detrazioni fiscali, soprattutto grazie agli "aggiornamenti recenti della normativa, che mirano ad orientare maggiormente la domanda verso interventi caratterizzati da un miglior rapporto tra costo da sostenere e risparmi energetici conseguibili".

I certificati bianchi, anche noti come "Titoli di Efficienza Energetica" (TEE), sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali di energia attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica. Un certificato equivale al risparmio di una tonnellata equivalente di petrolio (TEP). I TEE sono emessi dal Gestore dei Mercati Energetici a favore dei soggetti che hanno conseguito i risparmi energetici prefissati. L'emissione dei TEE viene effettuata a valle di una certificazione da parte del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) dei risparmi conseguiti. Il meccanismo dei TEE è stato introdotto dai decreti ministeriali del 24 aprile 2001, con la finalità di incentivare la realizzazione di interventi di efficienza energetica negli usi finali al fine di ottemperare agli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio in capo ai soggetti obbligati, ed è stato gradualmente modificato nel corso degli anni coerentemente con l'evoluzione legislativa e, soprattutto, alla luce dei sempre più importanti obiettivi di risparmio energetico a cui il meccanismo è chiamato a contribuire.

Il Decreto 11 gennaio 2017, oltre a ridefinire i criteri e le modalità per l'accesso al meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica, ha fissato i seguenti obiettivi di risparmio di energia primaria, espressi in numero di TEE, in capo ai distributori di gas con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete, per il quadriennio 2017 al 2020 da conseguire attraverso il meccanismo dei certificati bianchi:

- > 2,95 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2017;
- > 3,08 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2018;
- > 3,43 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2019;
- > 3,92 milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nell'anno 2020.

Ogni singola impresa di distribuzione di gas naturale adempie pro quota agli obblighi di produzione dei TEE; tale quota è determinata dal rapporto tra la quantità di gas naturale distribuita dalla medesima impresa ai clienti finali connessi alla sua rete, e da essa autocertificata, e la quantità di gas distribuito sul territorio nazionale da tutti i soggetti distributori a livello nazionale, determinata annualmente dall'Autorità, conteggiate nell'anno precedente all'ultimo trascorso. Entro il

31 gennaio di ogni anno, l'Autorità comunica al Ministero dello sviluppo economico e al GSE la quota parte degli obblighi, che ciascuno dei soggetti obbligati deve adempiere.

Ferma restando la scadenza dell'anno d'obbligo, fissata al 31 maggio dell'anno successivo, ai fini dell'adempimento degli obblighi di cui all'articolo 4, entro il 31 maggio e il 30 novembre di ciascun anno i soggetti obbligati trasmettono al GSE i Certificati Bianchi posseduti ai sensi dell'articolo 10 dei decreti 20 luglio 2004. Il GSE, dopo aver verificato il livello di conseguimento dell'obbligo annuo posto in capo a ciascun soggetto obbligato, ai sensi dell'articolo 4, maggiorato di eventuali quote aggiuntive derivanti dalle compensazioni di cui al comma 3, comunica le risultanze di tale verifica, per ciascuna delle due sessioni, al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, nonché all'Autorità ai fini di quanto disposto al comma 4 e all'articolo 11 e al GME ai fini dell'aggiornamento dei conti proprietà su cui sono depositati i Certificati Bianchi dei soggetti obbligati. Il soggetto obbligato, se consegue una quota dell'obbligo di propria competenza inferiore al 100%, ma comunque pari ad almeno il 60%, può compensare la quota residua nell'anno successivo senza incorrere nelle sanzioni. Nel caso di mancato conseguimento degli obblighi, l'Autorità applica sanzioni per ciascun titolo mancante, ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481, comunicando le sanzioni applicate al Ministero dello sviluppo economico, al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e al GSE. A fronte dei costi sostenuti per il conseguimento di tali obiettivi, è prevista l'erogazione ai Distributori di un contributo tariffario.

L'andamento delle negoziazioni dei TEE ha visto negli ultimi anni un aumento del prezzo di scambio dei TEE in borsa, che a novembre del 2016 aveva superato i 230 €/TEE, con un incremento del 54% rispetto al prezzo del giugno 2016, per raggiungere nel corso del 2017 il valore massimo storico di 480,00 €/TEE.

Di fronte a questa situazione, il 14 febbraio 2018, gli uffici del Ministero dello Sviluppo Economico hanno rappresentato al GME la richiesta di adottare, nelle more di eventuali interventi normativi, correttivi, a carattere di urgenza, ritenuti idonei a contenere i prezzi di scambio dei TEE e limitarne gli effetti della volatilità e, in particolare, di ritenere adeguata la riduzione della frequenza di svolgimento delle sessioni di contrattazione sul mercato dei TEE a una sessione al mese. Con la comunicazione del 15 febbraio 2018, il GME ha inviato all'Autorità la modifica urgente delle Regole di funzionamento del mercato dei TEE predisposta, ai sensi dell'articolo 3, comma 8, delle medesime Regole ed efficace dalla medesima data, in recepimento di quanto riportato alla comunicazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico di cui al precedente punto. In particolare, tale versione delle Regole proposta prevede, all'articolo 24, comma 3, che le sessioni di contrattazione sul mercato dei TEE abbiano luogo, per tutto l'anno, almeno una volta al mese.

Con la delibera 08 marzo 2018 139/2018/R/efr l'ARERA ha approvato l'aggiornamento delle Regole del mercato di TEE predisposte in via d'urgenza dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 8, delle previgenti Regole.

In data 11 luglio 2018 è entrato in vigore il Decreto ministeriale 10 maggio 2018, emanato per calmierare l'aumento dei prezzi dei titoli, che ha apportato numerose ed importanti modifiche nel meccanismo dei TEE, in particolare:

- > stabilisce un valore unitario massimo di riconoscimento per il contributo tariffario definitivo (cap), pari a 250,00 €/TEE, con validità dal 1° giugno 2018 al 31 maggio 2020;
- > stabilisce che il contributo tariffario definitivo è pari alla media ponderata dei prezzi delle negoziazioni effettuate sul mercato organizzato dal Gestore dei Mercati Energetici (GME) nell'anno d'obbligo di riferimento (1 giugno anno n – 31 maggio anno n+1) e dei prezzi degli accordi bilaterali, se inferiori a 250,00 €/TEE;
- > introduce la vendita allo scoperto dei certificati da parte del GSE. A partire dal 15 maggio di ogni anno e fino alla fine dell'anno dell'obbligo di riferimento, il GSE è autorizzato a rilasciare, su richiesta dei soggetti obbligati, TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, con un valore unitario pari alla differenza tra € 260,00 e il valore del contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo di riferimento. In ogni caso, tale importo non può superare € 15,00. La potenziale perdita può essere recuperata, in tutto o in parte, negli anni d'obbligo successivi. Prima di accedere a questo meccanismo, i soggetti obbligati devono acquistare almeno il 30,00% del volume obbligatorio minimo di TEE nell'anno d'obbligo di riferimento, indipendentemente dal prezzo di negoziazione dei TEE;
- > riporta a due anni il periodo disponibile per recuperare gli obblighi residui, nel caso un distributore raggiunge un tasso di acquisto inferiore al 100%, ma pari almeno al 60%;
- > con riferimento all'offerta elimina la cosiddetta "addizionalità" per gli interventi di sostituzione, introduce alcune tipologie di interventi ammissibili, in particolare per il settore industriale, e le prime schede standard collegate alle Linee guida 2017.

Con la delibera 27 settembre 2018 487/2018/R/efr l'ARERA ha aggiornato i criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori adempimenti agli obblighi di risparmio energetico, precedentemente oggetto della deliberazione 435/2017/R/efr, che termina i propri effetti con l'anno d'obbligo 2017. Tale aggiornamento è reso necessario in considerazione delle modifiche introdotte dal decreto interministeriale 10 maggio 2018, di aggiornamento del previgente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Con la delibera 09 ottobre 2018 501/2018/R/efr l'ARERA ha approvato l'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali e delle Regole del mercato di TEE predisposte dal GME con le modalità previste dagli stessi documenti ai sensi della deliberazione 487/2018/R/efr; stabilendo che le regole siano già efficaci dalla data della loro pubblicazione da parte del GME, avvenuta a seguito della deliberazione di cui sopra, mentre il Regolamento entri in vigore successivamente alla presente deliberazione.

Con la Determinazione n. 1/2019 – DMRT l'Autorità ha definito e trasmesso al Ministero dello Sviluppo Economico e al GSE gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2019 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2017. Per RetiPù l'obbligo quantitativo di Titoli per l'anno 2019, è pari 40.961.

In data 3 maggio 2019, è stato emanato da parte del Ministero dello Sviluppo economico, di concerto con il Ministero dell'Ambiente, il Decreto di approvazione della Guida operativa per promuovere l'individuazione, la definizione e la presentazione di progetti nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi, originariamente prevista dall'articolo 15, comma 1, del decreto attuativo dell'11 gennaio 2017, modificato con il D.M. del 10 maggio 2018.

Con il Decreto del 9 maggio 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato inoltre la Guida operativa che disciplina le modalità di utilizzo dei TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, i c.d. "Titoli allo scoperto". Sulla base di tale guida, i soggetti obbligati che detengono, sul proprio conto proprietà, un ammontare di TEE "reali" pari ad almeno il 30% dell'obbligo minimo, potranno ricorrere ai "Titoli allo scoperto" per il volume necessario al raggiungimento del proprio obbligo minimo annuale.

Con la delibera n. 209/2019/R/efr del 28 maggio 2019, l'Autorità ha approvato le modalità operative, predisposte dal GSE, di regolazione economica delle risorse derivanti dall'attività di emissione ed eventuale riscatto da parte dei soggetti obbligati dei Titoli di Efficienza Energetica non corrispondenti a progetti (c.d. allo scoperto). Con il Provvedimento viene inoltre approvata una modifica alle regole di determinazione del contributo tariffario da corrispondere ai distributori adempimenti agli obblighi di risparmio energetico, di cui alla delibera n. 487/2018/R/efr, relativamente al trattamento degli scambi di TEE che avvengono tramite bilaterali.

Si prevede, in particolare, che, a valere sul contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2019, la media dei prezzi medi ponderati degli scambi di TEE avvenuti sul mercato e dei prezzi rilevanti dei TEE scambiati tramite bilaterali, sia ponderata, utilizzando, per gli scambi bilaterali, la sola quantità di TEE scambiati ad un prezzo inferiore a 250 €/TEE (anziché tutti i TEE oggetto di bilaterali, indipendentemente dal prezzo di scambio, come attualmente previsto). Con successiva delibera n. 273/2019/R/efr del 25 giugno 2019, l'Autorità ha approvato disposizioni per aggiornare il Regolamento delle transazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica, predisposto dal GME.

Con la Determinazione DMRT/EFC/4/2019 del 10 luglio 2019 l'ARERA ha stabilito il valore del contributo tariffario unitario in materia di Titoli di Efficienza Energetica per l'anno d'obbligo 2018, pari a 248,89 €/TEE.

Con la delibera n. 529/2019/R/EFR del 10 dicembre 2019, l'Autorità ha avviato un procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori in esecuzione della Sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019, che ha sancito che la quantificazione a 250,00 € del tetto ai contributi da parte del Decreto Ministeriale 10 maggio 2018 viola le prerogative dell'Autorità, stabilendo la caducazione in parte qua del DM del 10 maggio 2018, l'annullamento nel suo complesso della successiva deliberazione del 27 settembre 2018 n. 487/2018/R/EFR e la caducazione per illegittimità derivata della successiva delibera 209/19 di ARERA.

A maggio 2019 RetiPù Srl ha consegnato al Gestore dei Servizi Energetici 25.931 Titoli di Efficienza Energetica, conseguendo, con i 24.606 TEE già consegnati a novembre 2018, il 100% degli obiettivi specifici 2016 e 2017 ed il 75% dell'obbligo specifico del 2018. Nel novembre 2019 sono stati consegnati 7.546 TEE, pari al 18% degli obblighi 2019.

16 Attività di comunicazione

Per quanto riguarda le iniziative finalizzate a rafforzare l'immagine e la percezione di RetiPiù, come soggetto vicino ai cittadini ed alle comunità locali, nel 2019 ha visto l'azienda impegnata nell'iniziativa "Le Reti del Cuore". Il progetto "Le Reti del Cuore" ha l'obiettivo di valorizzare e tutelare il patrimonio culturale delle comunità nel cui territorio RetiPiù Srl opera in qualità di distributore di gas, finanziando interventi di manutenzione, protezione e restauro di beni culturali pubblici, proposti dalle Amministrazioni Comunali e scelti dai cittadini, nell'ambito delle opportunità offerte dal D.L. 31 maggio 2014, n. 83, coordinato con la legge di conversione 29 luglio 2014, n. 106, recante: "Disposizioni urgenti per la tutela del patrimonio culturale, lo sviluppo della cultura e il rilancio del turismo".

17 Profilo patrimoniale

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2019 è di 166.823 migliaia di euro, contro i 164.300 migliaia di euro del 2018.

PROFILO PATRIMONIALE (migliaia di euro)	31/12/2019	31/12/2018
Immobilizzazioni materiali	169.232	166.886
Immobilizzazioni immateriali	12.536	11.937
Partecipazioni e altre attività finanziarie	-	-
Altre attività/(passività) non correnti	(8.159)	(6.077)
Attività/(passività) fiscali differite	(1.466)	(1.872)
Fondi per il personale	(1.325)	(1.344)
Altri fondi rischi	(11.823)	(11.974)
A - CAPITALE IMMOBILIZZATO	158.995	157.556
Rimanenze	1.578	1.422
Crediti commerciali	10.910	10.150
Debiti commerciali	(6.496)	(5.862)
Crediti/(debiti) per imposte	692	(562)
Altre attività/(passività) correnti	1.143	1.595
B - CAPITALE CIRCOLANTE	7.828	6.743
C - CAPITALE INVESTITO NETTO	166.823	164.300
Capitale	82.551	82.551
Riserve e utili a nuovo	74.411	71.728
Utile d'esercizio	4.608	4.793
D - PATRIMONIO NETTO	161.570	159.072
Finanziamenti a medio e lungo termine	6.416	7.774
Finanziamenti a breve termine	2.542	2.279
Attività finanziarie a breve	(2.104)	(3.225)
Disponibilità liquide	(1.601)	(1.600)
E - POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	5.253	5.227
F - FONTI DI FINANZIAMENTO	166.823	164.300

La posizione finanziaria netta al 31 dicembre 2019 si attesta a -5,3 milioni di euro rispetto agli -5,2 milioni di euro del 2018. Si conferma un indebitamento costituito prevalentemente da debiti a medio/lungo termine che coprono il totale dell'indebitamento, equilibrando puntualmente la struttura patrimoniale di RetiPù Srl, caratterizzata da un elevato livello di immobilizzazioni.

L'indebitamento finanziario netto è dettagliato nel seguente prospetto:

PROFILO FINANZIARIA NETTA (migliaia di euro)	31/12/2019	31/12/2018
Denaro e altri valori in cassa	3	3
Depositi bancari e postali	1.598	1.597
Crediti verso controllante a breve termine	2.104	3.225
Debiti verso banche a breve	(2.013)	(1.992)
Debiti verso altri finanziatori a breve	(529)	(286)
Debiti verso controllante a breve termine	-	-
PFN CORRENTE	1.163	2.547
Debiti verso banche a medio lungo termine	(4.564)	(8.553)
Debiti verso altri a medio lungo termine	(1.852)	(1.499)
PFN NON CORRENTE	(6.416)	(10.052)
PFN totale	(5.253)	(8.750)

MARGINI FINANZIARI E SOLVIBILITÀ (migliaia di euro)	31/12/2019	31/12/2018
Margine primario di struttura	(28.275)	(27.799)
Margine secondario di struttura	8.991	9.289
Margine di disponibilità	8.991	9.289
Margine di tesoreria	7.412	7.867

QUOZIENTI FINANZIARI E DI SOLVIBILITÀ	31/12/2019	31/12/2018
PFN/Equity	0,03	0,03
PFN/Capitale investito netto	0,03	0,03
PFN/Ebitda	0,28	0,26
Copertura oneri finanz. (Ebitda/Oneri finanziari)	90,66	88,98
Copertura oneri finanz. (Ebit/Oneri finanz.)	32,91	30,78
Copertura finanziamenti (Ebitda/Finanziamenti)	2,07	1,98
Copertura finanziamenti (Ebit/Finanziam.)	0,75	0,69
Autonomia finanziaria (Equity/Fonti)	0,97	0,97
Indebitamento complessivo (Debito complessivo/Equity)	0,31	0,31
Indebitamento finanziario (Debito finanziario/Equity)	0,06	0,06
Intensità dei finanziamenti (Debito finanziario/Ricavi)	0,26	0,29
Rapporto primario di struttura	0,85	0,85
Rapporto secondario di struttura	1,05	1,05
Rapporto di disponibilità	1,70	1,73
Rapporto di tesoreria	1,58	1,62

INDICI FINANZIARI E DI REDDITIVITÀ	31/12/2019	31/12/2018
Valore aggiunto/N. dipendenti fte (Euro '000)	185,9	194,4
ROE netto	2,9%	3,0%
ROE lordo	4,0%	4,2%
ROI operativo (NAT x ROS)	4,0%	4,2%
NAT (Rapporto di rotazione capitale investito)	0,21	0,21
ROS operativo	19,7%	20,0%

18 Ricerca e sviluppo

RetiPiù, nell'anno 2019 non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

19 Relazione di Governo

L'art.6 comma 2 del D.Lgs.175/2016 prevede che le società a controllo pubblico predispongano specifici programmi di valutazione del rischio di crisi aziendale e ne informino l'Assemblea nell'ambito della relazione prevista dal comma 4 dello stesso articolo. Tale valutazione va inserita nella relazione di governo che i Consigli di Amministrazione devono predisporre annualmente con il bilancio di esercizio. Il presente paragrafo tiene luogo della suddetta relazione di Governo. Il sistema di governo societario di RetiPiù Srl è l'insieme di regole e metodologie di pianificazione, gestione e controllo necessarie al funzionamento della Società ed è stato delineato dal Consiglio di Amministrazione:

- > nel rispetto della normativa applicabile, tenendo anche conto della sua qualifica di società pubblica e della sua attività caratteristica (ad es., normativa in materia di c.d. unbundling funzionale),
- > avendo come riferimento le best practice nazionali e internazionali.

Tale sistema è fondato su alcuni principi cardine, quali una corretta e trasparente scelta di gestione dell'attività d'impresa assicurata anche attraverso l'individuazione di flussi informativi tra gli organi sociali e un'efficiente definizione del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. È implementato un sistema di Enterprise Risk Management composto di regole, procedure e strutture organizzative volte all'identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi che possono influire sul raggiungimento degli obiettivi strategici.

- > Assemblea degli Azionisti;
- > Consiglio di Amministrazione;
- > Collegio Sindacale.

19.01 Organizzazione societaria

La società ha sede legale in Seregno, via Palestro, 33 e sede operativa in Desio, via Giusti 38.

Alla data di chiusura del Bilancio 2019 il capitale sociale risultava così suddiviso:

SOCI DI RETIPIÙ SRL	CAPITALE SOCIALE	QUOTA DI PARTECIPAZIONE
AEB SpA	82.498.068.63	99,9364%
Comune di Macherio	52.539,06	0,0636%
Totale	82.550.607,69	100%

Con verbale di assemblea del 04.12.2019 Rep. n. 163010 è stata deliberata la riduzione del capitale sociale sino ad € 82.498.068.63 e quindi per € 52.539,06 pari al valore nominale della partecipazione da liquidare al Comune di Macherio. Tale variazione verrà recepita nell'anno 2020 come da art. 2482 c.c., comma 2.

RetiPiù Srl è controllata da AEB S.p.A., che detiene il 99,9364% delle quote e che esercita l'attività di direzione e coordinamento nel rispetto degli obblighi fissati dal "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione".

Lo Statuto sociale definisce il modello di governance della Società e le principali regole di funzionamento degli organi sociali. Gli statuti sociali sono stati oggetto di modifica per adeguare la composizione al D. Lgs. 175/2016, che prevede di norma l'Amministratore Unico o una composizione del Consiglio di Amministrazione di 3 o 5 membri.

RetiPiù Srl adotta un sistema di amministrazione e controllo tradizionale, che si caratterizza per la presenza dei seguenti organi sociali:

- > Consiglio di Amministrazione incaricato di gestire la Società, che ha attribuito al Presidente la firma sociale e i rapporti istituzionali, al Direttore Generale i poteri operativi di ordinaria amministrazione e che valuta l'adeguatezza della struttura organizzativa, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo-contabile della Società;
- > Collegio Sindacale chiamato a vigilare sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione;
- > Revisore legale per lo svolgimento delle funzioni di controllo contabile;
- > Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello ex D.Lgs 231/01 curandone altresì il costante aggiornamento;
- > Responsabile della prevenzione della corruzione e Responsabile della trasparenza con compiti di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità (il "Piano") per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità;
- > Assemblea dei Soci a cui spettano le decisioni sui supremi atti di governo della Società, secondo quanto previsto dalla legge e dallo statuto vigente. La Società ha sottoscritto un accordo di direzione e coordinamento di Gruppo.

19.02 Organi di gestione e controllo operativi nella Società

Si indicano di seguito le principali informazioni relative agli organi sociali.

19.03 Consiglio di Amministrazione

Il Consiglio di Amministrazione è investito dei più ampi poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della Società e può compiere tutti gli atti che ritenga necessari o opportuni per il conseguimento dell'oggetto sociale, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci. Il Consiglio di Amministrazione nomina il Presidente, qualora non vi abbia provveduto l'Assemblea, Il Consiglio di Amministrazione può eleggere

un Amministratore Delegato e/o nominare un Direttore Generale con attribuzione dei poteri/procure per l'ordinaria amministrazione, salva l'eventuale attribuzione di deleghe al Presidente ove preventivamente autorizzata dall'Assemblea. La società è amministrata da un Consiglio di Amministrazione composto tre membri. Al Consiglio spettano tutti i poteri per la gestione ordinaria e straordinaria della società, fatta esclusione soltanto per quelli tassativamente riservati dalla legge o dallo statuto all'assemblea dei Soci. Nel rispetto dello Statuto il Consiglio di Amministrazione ha attribuito al Presidente la firma sociale e al Direttore Generale i poteri operativi di ordinaria amministrazione.

Il Consiglio di amministrazione è stato nominato il 29 giugno 2017, in carica in tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea che sarà convocata nel 2020 per l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2019, è composto dal Presidente dr. Mario Carlo Novara e dai Consiglieri dr.sa Micaela Zaninelli e dr. Marco Vigna Taglianti.

19.04 **Gestore Indipendente**

In conformità agli obblighi di separazione funzionale prescritti dal "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione" (TIUF) il Consiglio di Amministrazione di RetiPìù Srl ha provveduto, in data 29 giugno 2017, a nominare, ai sensi dell'art. 9.1 lettera a), il Gestore Indipendente nelle persone dei membri del Consiglio di Amministrazione e del Direttore Generale. Il TIU prevede che il Gestore Indipendente disponga di effettivi poteri decisionali, indipendenti dall'impresa verticalmente integrata e al gruppo societario cui questa appartiene, in relazione ai mezzi necessari alla gestione, alla manutenzione e allo sviluppo delle infrastrutture dell'attività oggetto di separazione funzionale. Al Gestore Indipendente sono messe a disposizione le risorse necessarie ad assicurare autonomia organizzativa dell'attività che gestisce, tra le quali le risorse umane, tecniche, finanziarie e materiali; il Gestore Indipendente dispone, altresì, dei poteri necessari a reperire adeguate provviste finanziarie anche all'esterno dell'impresa verticalmente integrata o del gruppo societario di appartenenza di questa, per lo svolgimento delle attività di gestione o sviluppo delle infrastrutture. Nell'ambito del gruppo societario di appartenenza, l'impresa verticalmente integrata esercita i propri poteri di direzione e coordinamento garantendo il rispetto delle finalità della separazione funzionale stabilite nel TIUF. In particolare non è consentito all'impresa verticalmente integrata o alle altre imprese del gruppo societario cui questa appartiene, dare istruzioni al Gestore indipendente in relazione alla gestione operativa, in relazione allo sviluppo delle infrastrutture o in relazione alla messa a disposizione delle informazioni commercialmente sensibili. All'impresa verticalmente integrata è consentito di: vigilare sulla redditività degli investimenti effettuati dal Gestore indipendente; approvare il piano finanziario annuale, o altro strumento equivalente, redatto dal Gestore indipendente e relativo alla gestione delle sue attività e allo sviluppo delle infrastrutture; prevedere limiti ai livelli di indebitamento da parte del Gestore Indipendente nelle sue attività. Il Gestore Indipendente deve: predisporre il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture dell'attività che amministra; trasmettere detto piano all'Autorità in concomitanza con la sua trasmissione agli organi societari competenti per l'approvazione; segnalare, alla stessa Autorità eventuali differenze nel caso in cui il piano, di cui ai precedenti alinea, approvato differisca da quello proposto, fornendo le opportune motivazioni in merito. Il piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture predisposto dal Gestore Indipendente individua gli interventi previsti per lo sviluppo delle infrastrutture dell'attività oggetto di separazione funzionale e ne riporta i costi previsti per ciascuno degli anni del piano. Il piano riporta, altresì, gli interventi effettuati nell'ultimo anno per il quale sono disponibili i relativi costi a consuntivo. Il Gestore Indipendente assicura che gli acquisti di beni e servizi necessari per l'attività di cui è responsabile avvengano nel rispetto dei principi di economicità ed efficienza; a tal fine, il Gestore Indipendente non può essere vincolato ad acquisire beni o servizi nell'ambito dell'impresa verticalmente integrata o del gruppo societario di appartenenza di questa. Il Gestore Indipendente redige un Programma di adempimenti nel quale indica: le misure adottate per assicurare il rispetto del principio di non discriminazione nella gestione delle sue attività; gli obblighi posti a carico del personale dell'impresa per assicurare il rispetto del citato principio. Il Programma di adempimenti è inviato all'Autorità ed aggiornato su base annuale con evidenza delle variazioni intervenute rispetto all'anno precedente.

19.05 **Collegio Sindacale**

Il Collegio Sindacale vigila sull'osservanza della legge e dello Statuto, sul rispetto dei principi di corretta amministrazione

ne nello svolgimento delle attività sociali, sull'adeguatezza della struttura organizzativa per gli aspetti di competenza, del sistema di controllo interno e del sistema amministrativo contabile nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione.

Il Collegio Sindacale si compone di tre membri effettivi e due supplenti; è stato nominato in data 29/04/2019 e rimarrà in carica fino alla data dell'assemblea convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio che chiuderà al 31/12/2021. E' composto dal Presidente dr.sa Giovanna Ceribelli e dai Sindaci dr. Fabio Bellotti e dr. Guido Ferraro.

19.06 **Revisore Legale**

L'attività di revisione legale è affidata ai sensi di legge a una società di revisione legale iscritta ad apposito albo nominata dall'Assemblea su proposta motivata del Collegio Sindacale.

Il 29 giugno 2017 l'Assemblea ha conferito l'incarico di revisione legale dei conti di RetiPiù Srl a BDO Italia S.p.A. per gli esercizi 2017-2019.

19.07 **Organismo di Vigilanza**

L'Organismo di Vigilanza di RetiPiù Srl, composto dr. Ciro Trotta, in qualità di Presidente, dall'avv. Maria Grazia Pellerino e dall'ing. Paolo Bonetti, è stato nominato dal Consiglio di Amministrazione della Società in data 17 gennaio 2019 per la durata di tre esercizi e pertanto fino all'approvazione del bilancio dell'esercizio 2021.

L'Organismo di Vigilanza è garante del Modello Organizzativo 231 e del Codice Etico ed è dotato di indipendenza economica, autonomi poteri di iniziativa e controllo in conformità alla disciplina di legge. Ad esso possono essere presentate richieste di chiarimenti e di interpretazioni sui principi e contenuti del Modello e del Codice Etico, suggerimenti in merito alla loro applicazione e segnalazioni di violazioni del Modello e del Codice, anche in forma anonima.

19.08 **Organismo Indipendente di Valutazione**

RetiPiù Srl, in ottemperanza alle previsioni contenute nelle Linee Guida ANAC "Attuazione della normativa su prevenzione corruzione e trasparenza da parte delle società partecipate della PA" pubblicate il 21 novembre 2017, ha attribuito i compiti dell'Organismo Indipendente di Valutazione, proprio delle PA, all'Organismo di Vigilanza ex D.Lgs. 231/01.

All'Organismo Indipendente di Valutazione sono attribuite le funzioni di attestazione degli obblighi di pubblicazione in materia di Trasparenza; ricezione della relazione annuale del RPCT; ricezione delle segnalazioni aventi ad oggetto i casi di mancato o ritardato adempimento degli obblighi di pubblicazione da parte del RPCT; verifica la coerenza tra gli obiettivi assegnati, gli atti di programmazione strategico – gestionale e le misure adottate per la prevenzione della corruzione; potere di richiedere informazioni al RPCT ed effettuare audizioni di dipendenti.

19.09 **Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza**

La società ha nominato il Direttore Generale in qualità di Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ai sensi della Legge 190/2012 e D.lgs 33/2013. Il Direttore Generale ha provveduto alla nomina dei Referenti, che collaborano nell'attività di controllo e presidio sull'osservanza delle misure del Piano di prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità (il "Piano") per garantire un adeguato livello di legalità, di trasparenza e sviluppo della cultura dell'integrità.

Il Responsabile della prevenzione della corruzione elabora il Piano e provvede al suo aggiornamento annuale, all'attuazione e idoneità a prevenire i rischi di corruzione; coordina gli interventi e le azioni relative alla trasparenza e svolge attività di controllo sull'adempimento degli obblighi di pubblicazione, assicurando la completezza, la chiarezza e l'aggiornamento delle informazioni pubblicate.

In data 28 gennaio 2019 il Consiglio di Amministrazione ha adottato il "Piano triennale di prevenzione della corruzione per il triennio 2019-2021", predisposto Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza ai sensi della Legge 190/2012 e D.lgs 33/2013 che recepisce tutte le novità ed i chiarimenti introdotti dalla Linee Guida "Attuazione della normativa su prevenzione corruzione e trasparenza da parte delle società partecipate della PA" del 21 novembre 2017. Il Piano descrive le misure adottate da RetiPiù S.r.l. finalizzate alla prevenzione dei reati di corruzione. Ciascuna

misura identificata è stata adattata alle specifiche esigenze operative della Società ed è il risultato dell'analisi delle aree a rischio, ossia delle attività che, per i servizi erogati dalla Società, sono state valutate più esposte alla commissione dei reati associati al fenomeno della corruzione, valutandone, al contempo, il livello di rischio alla luce delle "disposizioni 231" recepite nelle procedure operative della Società. Il Piano rappresenta, quindi, uno strumento concreto per l'individuazione "di idonee misure da realizzare all'interno dell'organizzazione e da vigilare quanto ad effettiva applicazione e quanto ad efficacia preventiva della corruzione."

19.10 Sistema di controllo interno

Il sistema di controllo interno di RetiPìù Srl è costituito da un insieme organico di strutture organizzative, attività, procedure e regole finalizzate a prevenire/limitare (attraverso un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi) le conseguenze di risultati inattesi ed a garantire (con un ragionevole grado di attendibilità) il raggiungimento degli obiettivi aziendali strategici, operativi (efficacia ed efficienza delle operazioni gestionali e salvaguardia del patrimonio aziendale), informativi (corretta e trasparente informativa interna ed esterna), di conformità a leggi e regolamenti applicabili alla Società.

Il sistema di controllo si esplica attraverso:

- > il "controllo primario di linea" affidato alle singole unità della Società e svolto sui propri processi. La responsabilità di tale controllo è demandata al management operativo ed è parte integrante di ogni processo aziendale. Per esercitare il controllo primario di linea la Società si è dotata di una struttura organizzativa che suddivide funzioni e compiti operativi evidenziando le diverse responsabilità. Il Consiglio di Amministrazione ha inoltre rilasciato apposite procure operative al Direttore Generale. La definizione di un sistema di procedure operative sul lato approvvigionamenti, contabile ed operativo permettono un sistema di autorizzazioni multiplo e differenziato su tutte le attività aziendali. Inoltre, trimestralmente viene presentata una situazione finanziaria sull'andamento della gestione operativa con indicazioni degli eventi gestionali di rilievo del trimestre. La situazione trimestrale viene approvata dal Consiglio di Amministrazione e inviata alla controllante.
- > un "controllo di secondo livello" esercitato dal Collegio Sindacale, dal Revisore legale (con funzioni ben definite dal Codice Civile), dall'Organismo di Vigilanza di cui al D.Lgs. 231/01 e dal Responsabile della prevenzione della corruzione, trasparenza e integrità. Il sistema di controllo è stato inoltre implementato attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01 (modello per la prevenzione dei reati con arricchimento della Società e/o reati ambientali) e di un Piano di prevenzione ai sensi del D.Lgs. 33/2013 (prevenzione della corruzione passiva e introduzione di sistemi di trasparenza).

Il sistema normativo interno di RetiPìù Srl si sviluppa sui seguenti livelli:

- > Societario (Statuto, il Codice Etico, Modello 231)
- > Procedure
- > Istruzioni Operative
- > Sistema di controllo contabile e amministrativo attraverso procedure informatizzate su SAP
- > Monitoraggio

All'interno del sistema normativo sono inoltre ricompresi, quale parte integrante dello stesso, i documenti appartenenti ai sistemi di gestione del sistema integrato in materia di salute, sicurezza, ambiente e qualità, in ottemperanza alla normativa internazionale ISO (Politiche, Manuali ecc.).

19.11 Codice Etico

La società ha adottato il proprio Codice Etico, dove sono espressi i principi generali di deontologia aziendale che la società riconosce come propri e sui quali richiama l'osservanza da parte di amministratori, sindaci, dipendenti, consulenti e partner. Il Codice Etico definisce un sistema valoriale condiviso, esprime la cultura dell'etica di impresa di RetiPìù Srl e

ispira il pensiero strategico e la conduzione delle attività aziendali.

Il Codice Etico contiene i principi generali non derogabili del "Modello Organizzativo 231", i principi fondamentali ai quali deve ispirarsi RetiPiù, quali il rispetto della legge, la concorrenza leale, l'onestà, l'integrità, la correttezza e buona fede nei confronti di tutti i soggetti che intrattengono rapporti con essa. Contiene inoltre i principi generali di sostenibilità e responsabilità d'impresa, oltre al richiamo dei principi che devono essere rispettati in materia di luogo di lavoro, di rapporti con gli stakeholder e con i fornitori e in materia di tutela dei dati personali.

19.12 **Modello Organizzativo 231**

Nell'ambito di tale processo il sistema per il controllo interno è stato inoltre implementato attraverso l'adozione di un Modello organizzativo interno volto alla prevenzione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/01, approvato dal Consiglio di Amministrazione. Il Modello organizzativo mira ad assicurare la messa a punto di un sistema modulato sulle specifiche esigenze determinate dall'entrata in vigore del D.Lgs. 231/2001, concernente la responsabilità amministrativa delle società per specifiche ipotesi di reati commessi da soggetti apicali o sottoposti. Il Modello Organizzativo si completa con la costituzione di un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, organo preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello stesso. L'organismo di Vigilanza evidenzia al Consiglio eventuali necessità di aggiornamenti ed integrazioni in relazione all'evoluzione della struttura organizzativa e della normativa di settore.

19.13 **Monitoraggio**

Per verificare il livello di rispondenza del sistema di controllo interno aziendale, annualmente viene predisposto un Piano di audit che prevede di effettuare tre verifiche su altrettanti processi aziendali. Parallelamente, alla conclusione della risk analysis, viene svolta un'attività di follow up per verificare la completa realizzazione dei provvedimenti correttivi suggeriti in fase di audit.

20 **Fattori di rischio normativo**

I rischi di RetiPiù Srl sono strettamente legati al tipo di attività svolte oltre che a rischi più generali riguardanti il sistema in cui la stessa opera.

L'Autorità, con delibera 24 gennaio 2007 n. 11/07, ha approvato il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito agli obblighi di separazione amministrativa e contabile (unbundling) per le imprese operanti nei settori dell'energia elettrica e il gas e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione", che stabilisce l'obbligo di separazione funzionale a carico dell'impresa verticalmente integrata, vale a dire il Gruppo di imprese che, nel settore dell'energia elettrica e del gas, svolge almeno una attività in concessione, ad esempio la distribuzione del gas, e almeno una attività liberalizzata, come la vendita di gas. RetiPiù Srl fa parte del Gruppo AEB-Gelsia, che costituisce un'impresa verticalmente integrata ed è quindi soggetto alla disciplina della separazione funzionale. La separazione funzionale, nei gruppi integrati verticalmente, si traduce nell'obbligo di gestire le infrastrutture essenziali in modo neutrale e non discriminatorio, senza favorire in alcun modo qualsivoglia impresa che svolge attività commerciali nel settore dell'energia. Uno dei più gravi rischi di alterazione della concorrenza potrebbe derivare dall'eventuale utilizzo discriminatorio delle cosiddette informazioni commercialmente sensibili, vale a dire dei dati che sono stati acquisiti svolgendo l'attività regolata e che hanno un valore commerciale per l'impresa commerciale, nel senso che darebbero un vantaggio competitivo a quell'impresa commerciale che ne venisse a conoscenza in modo esclusivo.

Secondo le norme di separazione funzionale, perché un'attività regolata sia gestita in modo neutrale è necessario:

- > che sia affidata ad un Gestore Indipendente, vale a dire ad amministratori che, pur operando all'interno del gruppo integrato, siano dotati di un'ampia autonomia decisionale ed organizzativa e siano esenti da situazioni di conflitto di

interesse, in modo da poter assicurare che l'attività loro affidata sia gestita non soltanto secondo criteri di efficienza ed economicità, ma anche di neutralità e non discriminazione;

- > che il Gestore Indipendente adotti una serie di misure che nel loro complesso siano idonee ad impedire comportamenti discriminatori, misure che riguardano la governance, l'organizzazione, le procedure, i sistemi informativi, il personale, gli approvvigionamenti e molti altri importanti aspetti della gestione aziendale;
- > che il Consiglio di Amministrazione dell'impresa di distribuzione di cui fa parte il Gestore Indipendente nomini il Responsabile della conformità, al quale è affidato il compito di verificare l'adeguatezza alle finalità della separazione funzionale delle misure e delle procedure aziendali adottate dal Gestore Indipendente nonché l'esistenza di aree di criticità e le azioni poste in essere dal Gestore Indipendente ai fini del superamento delle medesime.

In particolare il Gestore Indipendente dovrà adottare e trasmettere all'Autorità il "Programma di Adempimenti", vale a dire un piano temporale per l'adozione di una serie di misure finalizzate a prevenire il rischio che si verificano comportamenti discriminatori con conseguente alterazione della concorrenza. Il Gestore deve inoltre provvedere ogni anno all'invio di un Rapporto Annuale sulle Misure Adottate e al Piano di sviluppo annuale e pluriennale delle infrastrutture. L'art. 9.1 del TIUF prevede che, per le attività di distribuzione e misura, il Gestore Indipendente, nella sua forma ordinaria, sia formato dai componenti dell'organo amministrativo dell'impresa e dal personale con funzioni dirigenziali apicali. RetiPiù in data 29 giugno 2017 ha nominato il Gestore Indipendente nelle persone dei componenti il Consiglio di Amministrazione e del Direttore Generale e in data 28 giugno 2016 ha nominato il Responsabile della conformità nella persona del Responsabile del servizio legale aziendale.

21 Rischi di mercato

La situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società è influenzata da vari fattori, quali l'andamento del Prodotto Interno Lordo, il livello di fiducia delle imprese, l'andamento dei tassi d'interesse, il costo di prodotti utilizzati per le manutenzioni e i nuovi impianti, il tasso di disoccupazione, le sempre maggiori difficoltà a ricorrere al credito. Nel 2019 la perdurante congiuntura economica negativa ha mantenuto bassa la domanda in tutti i settori, ed in modo particolare in quello immobiliare, strettamente connesso alle nostre attività di carattere commerciale. Questa situazione ha comportato una pesante situazione di stasi, che ha ulteriormente ridotto la richiesta di prestazioni da parte dei clienti finali, riducendo i ricavi di RetiPiù Srl. Per fronteggiare tale situazione di incertezza, RetiPiù Srl opera sulla struttura dei costi e sui processi organizzativi, comprimendo i primi ed efficientando i secondi.

22 Rischi operativi

RetiPiù Srl ha adottato specifici sistemi di gestione integrati di qualità certificati con l'obiettivo di presidiare i processi e le attività aziendali, assicurarne la continuità, nel rispetto della salute e sicurezza dei lavoratori, della salvaguardia dell'ambiente, della qualità e del risparmio energetico.

L'impegno di RetiPiù Srl nel cercare di ridurre al minimo qualsiasi fattore di rischio collegato alle proprie attività si è tradotto nell'adozione di una politica di qualità che ha visto nel 2019 confermate le certificazioni di conformità del Sistema di Gestione Integrato ai requisiti dettati dalle norme di riferimento ISO 9001/2008 "Sistemi di Gestione per la Qualità", BS OHSAS 18001/2007 "Sistema di Gestione per la Salute e la Sicurezza sul Luogo di Lavoro" e ISO 50001/2011 "Sistema di Gestione dell'Energia" e ISO 14001/2004 "Sistemi di Gestione Ambientale".

23 Rischi connessi al malfunzionamento e all'interruzione del servizio di distribuzione

La gestione del sistema di distribuzione del gas e dell'energia elettrica, per la sua complessità, ampiezza e articolazione, implica potenziali rischi di malfunzionamento e di imprevista interruzione di servizio, non dipendenti dalla volontà della Società, in quanto imputabili a incidenti, guasti, malfunzionamenti di apparecchiature o sistemi di controllo, minor resa di impianti ovvero a eventi straordinari, quali esplosioni, incendi, terremoti, o altri simili eventi di forza maggiore. Tali eventi potrebbero, inoltre, causare danni rilevanti a persone, cose o all'ambiente. Le eventuali interruzioni di servizio e gli obblighi di risarcimento causati da tali eventi potrebbero determinare riduzioni dei ricavi e/o incrementi dei costi. Per limitare al massimo i rischi di natura operativa la società ha organizzato una struttura di controllo che nel rispetto delle procedure stabilite dall'Autorità e delle norme di settore, ha il compito di prevenire qualsiasi pericolo. In ogni caso, tramite il gruppo, la società ha sottoscritto con primarie compagnie di assicurazioni idonei contratti a copertura dei rischi operativi.

24 Rischi connessi alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori ed alla tutela ambientale

RetiPiù Srl, in particolare, dedica massima cura alla tutela della salute e sicurezza dei lavoratori, ponendo particolare attenzione alla formazione del personale sui pericoli che derivano dallo svolgimento delle attività operative (specialmente l'attuazione delle prescrizioni di sicurezza da adottare a salvaguardia della propria e dell'altrui incolumità), sulle disposizioni per la tutela dell'ambiente e sulla salvaguardia delle risorse. Tale attenzione viene esplicitata anche nei confronti delle società appaltatrici, attraverso continue attività di controllo, allo scopo di assicurare un adeguato livello di sicurezza presso i nostri cantieri.

Inoltre RetiPiù, consapevole dell'importanza di un uso razionale ed efficiente dell'energia e della gestione degli impatti ambientali delle proprie attività e lavorazioni in un'ottica di sostenibilità e circolarizzazione delle risorse utilizzate, ha sviluppato ed adottato un Sistema di Gestione Energetica Ambientale, che ha contribuito con esito positivo a limitare la crescita del consumo dei vettori energetici, grazie al continuo processo di miglioramento ed a contenere riduzione delle emissioni di CO2.

25 Rischi connessi al rinnovo delle concessioni del servizio di distribuzione gas

Alla data del 31 dicembre 2019, RetiPiù Srl è titolare di un portafoglio di 25 concessioni di distribuzione di gas naturale, collocate in 4 ambiti territoriali. In base a quanto stabilito dalla vigente normativa, le gare per i nuovi affidamenti del servizio di distribuzione del gas saranno bandite non più per singolo Comune, ma esclusivamente per gli ambiti territoriali determinati con i Decreti Ministeriali del 19 gennaio 2011 e del 18 ottobre 2011, e secondo le scadenze temporali indicate nell'Allegato 1 al Decreto Ministeriale sui criteri di gara e di valutazione delle offerte, emanato il 12 novembre 2011. Con il progressivo svolgimento delle gare, RetiPiù Srl potrebbe non aggiudicarsi la titolarità di uno o più Ambiti, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, relativamente ai comuni precedentemente gestiti dall'impresa, l'incasso del valore di rimborso previsto a favore del gestore uscente. La complessità della normativa che disciplina la scadenza delle concessioni gas potrebbe esporre la società a contenziosi giudiziari con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di RetiPiù Srl.

Con riferimento al rinnovo delle concessioni di distribuzione gas delle quali RetiPiù risulta essere proprietaria delle reti e degli impianti, il D.Lgs. n. 164/00, come più volte successivamente integrato e modificato, stabilisce che il valore di rimborso riconosciuto ai gestori uscenti del servizio, titolari degli affidamenti e delle concessioni in essere, è calcolato nel rispetto di quanto stabilito nelle convenzioni o nei contratti, purché stipulati prima della data di entrata in vigore del regolamento di cui al D.M. 12 novembre 2011 n. 226 (cioè prima dell'11 febbraio 2012), e, per quanto non desumibile dalla volontà delle parti, nonché per gli aspetti non disciplinati dalle medesime convenzioni o contratti, in base alle Linee Guida su criteri e modalità operative per la valutazione del valore di rimborso, successivamente predisposte dal Ministero dello Sviluppo Economico con documento del 7 aprile 2014 e approvate con D.M del 22 maggio 2014/31. In caso di disaccordo tra l'Ente Locale e il gestore uscente, con riferimento alla determinazione del valore di rimborso, il bando di gara riporta un valore di riferimento da utilizzare ai fini della gara, determinato come il maggiore fra la stima dell'Ente locale concedente e la RAB. Il D.M. n. 226/11 sui criteri di gara e di valutazione dell'offerta stabilisce che il gestore subentrante acquisisce la proprietà dell'impianto con il pagamento del valore di rimborso al gestore uscente, a eccezione delle eventuali porzioni di impianto di proprietà comunale. A regime, cioè nei periodi successivi al primo, il rimborso al gestore uscente sarà comunque pari al valore delle immobilizzazioni nette di località, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località, calcolato con riferimento ai criteri usati dall'Autorità per determinare le tariffe di distribuzione (RAB). Alla luce della nuova disciplina giuridica intervenuta, non si può escludere che il valore di rimborso delle concessioni, per le quali risulti assegnatario un soggetto terzo all'esito delle gare d'ambito, sia inferiore al valore contabile aziendale. In tal caso si potrebbero determinare effetti negativi sull'attività e sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria di RetiPiù Srl.

26 Rischio connesso all'installazione dei misuratori elettronici gas

RetiPiù Srl, in ottemperanza alle disposizioni emanate dall'ARERA, ha avviato un piano di sostituzione di misuratori tradizionali gas con misuratori elettronici. I nuovi misuratori teleletti e telegestiti rappresentavano nella prima fase di sostitu-

zione una tecnologia ancora in fase di evoluzione. Le caratteristiche costruttive fissate dall'Autorità hanno comportato per i produttori la necessità di progettare e realizzare in tempi coerenti con gli obblighi fissati da ARERA un prodotto dedicato unicamente al mercato italiano. Per altro si segnala la completa disponibilità solo dal 2015 della normativa tecnica di riferimento elaborata dal CIG (Comitato Italiano Gas, ente normatore affiliato all'UNI). RetiPiù Srl ha effettuato l'installazione di tali apparecchi nel rispetto del calendario definito dall'ARERA; pertanto non si può escludere che si presentino livelli di malfunzionamento dei misuratori teleletti superiori alle performance storiche registrate per i contatori tradizionali e che si generino per la società maggiori oneri di manutenzione e sostituzione.

27 Rischi connessi all'andamento dei prezzi delle forniture

Per quanto riguarda i rischi connessi all'andamento dei prezzi delle prestazioni appaltate a terzi (lavori di estensione e potenziamento reti, fornitura di materiali ecc.) questi non rivestono particolare significatività, ricorrendo RetiPiù Srl a gare periodiche, esperite tramite procedure aperte, che garantiscono comunque l'ottenimento di prezzi in linea con quelli di mercato.

28 Rischi connessi agli obiettivi di risparmio di energia primaria

RetiPiù Srl, in quanto distributore gas con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete, ha l'obbligo di conseguire specifici obiettivi di risparmio di energia primaria da conseguire attraverso il meccanismo dei certificati bianchi, il cui annullamento origina un rimborso da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali. Esiste un rischio potenziale di perdita economica dovuto all'eventuale differenza negativa tra il valore medio di acquisto dei titoli e il contributo tariffario riconosciuto e all'eventuale mancato raggiungimento degli obiettivi assegnati.

29 Rischi di concentrazione del fatturato e rischio credito

Il fatturato di RetiPiù Srl è caratterizzato da una forte concentrazione, derivante dal fatto che la consociata Gelsia Srl opera come venditore dominante sulla quasi totalità del territorio servito da RetiPiù Srl.

RetiPiù Srl, in quanto soggetto operante nel settore della distribuzione gas ed energia elettrica, non può adottare politiche commerciali per differenziare il proprio fatturato. L'unica possibilità per ridurre la concentrazione del proprio fatturato è quella di acquisire nuovi impianti di distribuzione tramite gare pubbliche.

Nella situazione attuale il rischio di credito della società è legato al grado di solvibilità di Gelsia Srl, società del gruppo, quale primo cliente di RetiPiù Srl. Va comunque precisato che Gelsia Srl ha sempre provveduto entro i termini di scadenza al pagamento delle fatture.

30 Rischi liquidità e rischio cambio

La situazione finanziaria della società come sopra dettagliato, non presenta particolari problematiche in relazione a possibili rischi di liquidità, essendo la società scarsamente indebitata. Va comunque monitorata attentamente la situazione in quanto la consistente capitalizzazione di ogni anno rende necessario l'utilizzo di buona parte delle risorse generate dalla gestione oltre al ricorso del credito esterno.

La società non è soggetta a rischio cambi perché non realizza operazioni in valuta diversa dalla moneta europea.

31 Contenzioso

RetiPiù è parte in procedimenti civili, amministrativi e tributari collegati al normale svolgimento delle proprie attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei rischi esistenti, RetiPiù ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio.

32 Erogazioni pubbliche ricevute

Con riferimento alle novità introdotte dalla Legge n. 124 del 4 agosto 2017 "Legge annuale per la concorrenza", all'art. 1 co.125-129, si segnala che nel corso del 2019 sono stati incassati i seguenti contributi da Enti pubblici:

- > rimborsi per euro 1.730.746 dalla Citta Metropolitana di Milano per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas ed energia elettrica di proprietà di RetiPiù e la costruenda Metrotranvia Milano Parco Nord – Seregno;
- > rimborsi per euro 22.977 dalla Provincia di Monza e della Brianza per la progettazione esecutiva e la realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas di proprietà di RetiPiù e il tracciato della variante alla SP6 per il centro ospedaliero di Monza.

33 Altre informazioni

Di seguito presentiamo ulteriori informazioni utili alla comprensione della situazione societaria.

Segnaliamo che nella Società nel corso del 2019 non vi sono stati:

- > incidenti sul lavoro relativi al personale con conseguenze gravi;
- > addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing;
- > danni causati all'ambiente;
- > sanzioni o pene inflitte alla Società per reati o danni ambientali.

Ai sensi dell'art. 2428, comma 3, n. 6-bis del Codice Civile si segnala che la Società non ha effettuato operazioni di copertura a fronte dei rischi finanziari.

La Società non ha compiuto nessuna operazione atipica o inusuale.

34 Rapporti con parti correlate

RetiPiù Srl fa parte del Gruppo AEB-Gelsia ed è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di AEB ex art. 2497 e ss. del Codice Civile.

RetiPiù Srl fruisce e fornisce dalle/alle altre società del gruppo prestazioni di servizio a condizioni di mercato definite in specifici contratti. Per i rapporti economici e patrimoniali con le società controllanti e correlate si rimanda al punto 37 delle note esplicative.

Sulla base dell'attuale assetto proprietario di RetiPiù Srl, le parti correlate sono rappresentate, oltre che dalle imprese collegate e a controllo congiunto del gruppo, anche dalle società e dalle Amministrazioni Comunali proprietarie di quote sociali. Le operazioni con tali soggetti riguardano lo scambio di beni e la prestazione di servizi.

Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo AEB-Gelsia.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, RetiPiù Srl ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale delle operazioni con parte correlate, realizzate dalla Società stessa.

Gli Amministratori, i Sindaci e il Management aziendale segnalano per tempo al Consiglio di Amministrazione e al Direttore Generale il sorgere di potenziali conflitti di interessi rispetto alle singole operazioni e/o attività che la società intende compiere.

Gli aspetti economici e patrimoniali dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, e l'incidenza delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi di cassa, sono evidenziate nel paragrafo 37 delle note esplicative.

35 Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti possedute

La Società, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 2474 del Codice Civile per le società a responsabilità limitata, non possiede, né ha accettato in garanzia, quote di partecipazione proprie, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona. La Società non possiede azioni o quote di società controllanti, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

36 Numero e valore nominale delle azioni o quote di società controllanti acquistate o alienate

La Società, nel rispetto di quanto previsto dall'articolo 2474 del Codice Civile per le società a responsabilità limitata, non ha acquistato nel corso dell'esercizio, né ha accettato in garanzia, quote di partecipazioni proprie, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona. La Società non ha acquistato nel corso dell'esercizio azioni o quote di società controllanti, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

37 Evoluzione prevedibile della gestione

La mission di RetiPìù Srl è di essere tra le prime aziende italiane nella distribuzione di energia per qualità del servizio offerto ai clienti, rispetto dell'ambiente, capacità innovativa, sicurezza e forte radicamento sul territorio. RetiPìù Srl, quindi, persegue una strategia di sviluppo finalizzata alla creazione di valore, basata sulla crescita interna ed esterna, cercando di massimizzare l'efficientamento organizzativo e di mantenere un forte radicamento sul territorio di riferimento.

In particolare l'azione aziendale a breve-medio termine sarà focalizzata a perseguire i propri obiettivi industriali attraverso la digitalizzazione delle reti e dei processi aziendali, la realizzazione degli investimenti, l'eccellenza nella qualità del servizio erogato, la razionalizzazione dei costi operativi e l'ottimizzazione della struttura finanziaria, mantenendo nel contempo una costante attenzione alle opportunità di sviluppo.

37.01 Emergenza epidemiologica

Fare previsioni attendibili nell'attuale contesto fortemente condizionato dall'emergenza sanitaria COVID-19 è particolarmente difficile a causa dell'incertezza che caratterizza, a livello mondiale, ogni aspetto della vita sociale e lavorativa. Nessuno è in grado di dire con quale tempistica l'emergenza epidemiologica sarà superata e con quale gradualità, quanto durerà il "lockdown", quando le attività produttive torneranno a funzionare a pieno regime, quali saranno le misure sanitarie che dovremo adottare in futuro per prevenire il sorgere di nuovi focolai di contagio. Per questi motivi, ad oggi, la precisione delle stime economiche dell'impatto che l'emergenza da CoVid 19 avrà sui piani aziendali, non può che essere molto bassa.

Tuttavia, al momento, la Società ritiene che l'impatto che tale emergenza avrà sulle attività aziendali non sarà rilevante grazie al fatto di operare principalmente in settori regolati.

Comunque, non va sottovaluto il possibile impatto economico/finanziario derivante da un ulteriore peggioramento dell'attuale scenario. Per questo RetiPìù Srl monitora attentamente l'evoluzione della situazione e sta sviluppando un piano per contenere gli eventuali effetti negativi provocati da un ulteriore peggioramento della situazione.

37.02 Investimenti

Per quanto riguarda il piano investimenti RetiPìù Srl, nel prossimo triennio, prevede di realizzare investimenti tecnici in immobilizzazioni materiali e immateriali per circa 30 milioni di euro. Gli interventi pianificati consentiranno di sostenere

lo sviluppo aziendale, garantendo i più elevati standard in tema di continuità e sicurezza del servizio e di proseguire nel programma di rinnovamento tecnologico delle reti gestite, dei sistemi informativi e delle apparecchiature utilizzate dal personale. In particolare, per quanto riguarda il 2020, RetiPiù Srl prevede un incremento degli investimenti rispetto al 2019 riconducibile al mantenimento e allo sviluppo delle reti, al programma di sostituzione massima dei contatori gas con dei contatori elettronici telegestiti (smart meter), al progetto "Energie per Gestire" finalizzato all'estensione della digitalizzazione a tutte le attività aziendali.

37.03 **Distribuzione gas**

Per quanto riguarda il settore della distribuzione gas, l'obiettivo di RetiPiù Srl è quello di sfruttare le gare d'Ambito per consolidare la propria presenza nei territori in cui è attualmente presente ed espanderla in altri ambiti territoriali, per ampliare le proprie quote di mercato. Pertanto, RetiPiù Srl, parteciperà alle gare per il rinnovo delle concessioni di interesse strategico al fine di perseguire gli obiettivi di sviluppo volti a mantenere e incrementare la propria quota di mercato nel business della distribuzione gas in Italia.

37.04 **Distribuzione energia elettrica**

Rispetto al settore distribuzione energia elettrica è sicuramente più stabile di quello del gas, grazie al fatto che esso è regolamentato dal D.Lgs 16 marzo 1999 n.79, ai sensi del quale l'attività di distribuzione dell'energia elettrica è svolta in regime di concessione rilasciata dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato. RetiPiù Srl è titolare della concessione dell'attività di distribuzione di energia elettrica nel comune di Seregno in scadenza al 31 dicembre 2030. La gara per l'affidamento del servizio predetto deve essere indetta non oltre il quinquennio precedente la scadenza del periodo transitorio e, quindi, non oltre il 31 dicembre 2025.

37.05 **Servizio di illuminazione pubblica**

Per quanto riguarda il servizio illuminazione pubblica, il Piano Industriale di RetiPiù prevede una rinnovata attenzione ed un particolare impegno nel settore in favore delle pubbliche amministrazioni, tramite l'elaborazione e la presentazione di progetti di finanza, focalizzati in modo particolare sulle tematiche dell'efficientamento, del risparmio energetico e dello sviluppo delle "reti intelligenti" nell'ottica dell'Utility 4.0. All'interno di questa linea di sviluppo, sono state presentate ad alcuni Comuni proposte progettuali di finanza per la gestione in concessione del servizio di illuminazione pubblica.

37.06 **Servizi smart**

RetiPiù intende posizionarsi ed accreditarsi come il soggetto protagonista del pattern per l'innovazione in Brianza, che valorizzi e aggrega competenze, attragga talenti, realizzi progetti di servizi smart.

Il progetto strategico Brianza Innovation, nel corso del 2020 permetterà a RetiPiù di proporsi come utility 4.0 che, grazie all'utilizzo di tecnologie digitali, è in grado di sviluppare servizi innovativi e concreti, pensati per il territorio, contribuendo concretamente allo sviluppo di soluzioni smart a livello di area

Partendo dai risultati ottenuti in questi anni e perseguendo una logica di continuità, RetiPiù Srl conferma la propria strategia industriale basata su quattro leve di sviluppo: crescita, efficienza, innovazione ed eccellenza.

Desio, 28 maggio 2020

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente
Mario Carlo Novara

The background features a vibrant yellow field with intricate, flowing patterns of thin blue lines. These lines form large, organic, wave-like shapes that sweep across the page, creating a sense of movement and depth. A white rectangular box is positioned in the center, containing the title text.

Prospetti Patrimoniali Economici Finanziari

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA		(VALORI ESPRESSI IN EURO)	
RIF.NOTA	ATTIVITA'	31.12.2019	31.12.2018
ATTIVITÀ NON CORRENTI			
1	Immobili, impianti e macchinari	169.232.386	166.886.241
	- di cui Immobili IFRS 16 - ROU	1.096.129	-
	-di cui automezzi IFRS 16 - ROU	55.371	-
2	Avviamento e altre attività a vita non definita	-	-
3	Altre attività immateriali	12.535.756	11.937.306
4	Partecipazioni	-	-
5	Altre attività non correnti	269.171	269.095
17	Imposte differite attive (Imposte anticipate)	7.807.346	7.778.904
Totale Attività non correnti		189.844.659	186.871.547
ATTIVITÀ CORRENTI			
6	Rimanenze	1.578.343	1.422.142
7	Crediti commerciali	10.909.926	10.149.810
8	Crediti per imposte	1.000.444	160.251
9	Altre attività correnti	4.639.366	5.397.396
10	Altre attività finanziarie correnti	2.103.624	3.225.059
11	Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.601.023	1.599.599
Totale Attività correnti		21.832.726	21.954.257
TOTALE ATTIVO		211.677.385	208.825.804

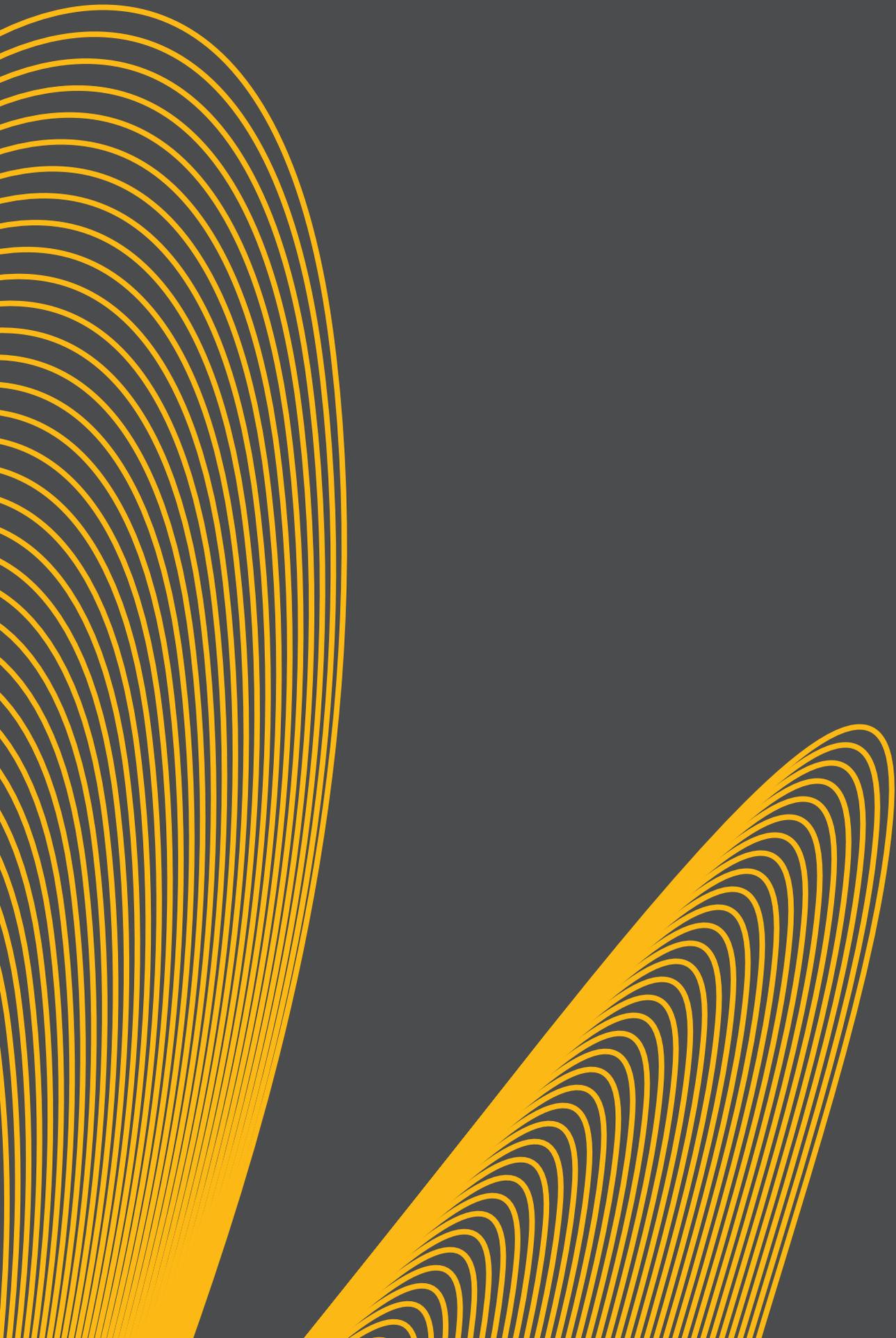
RIF.NOTA	PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	31.12.2019	31.12.2018
12	PATRIMONIO NETTO		
	Capitale Sociale	82.550.608	82.550.608
	Riserve	74.410.674	71.728.191
	Utile (perdita) dell'esercizio	4.608.379	4.793.268
	Totale Patrimonio netto	161.569.661	159.072.067
	PASSIVITÀ NON CORRENTI		
13	Finanziamenti	6.416.026	7.773.539
14	Altre passività non correnti	8.428.329	6.346.222
15	Fondi per beneficiari dipendenti	1.325.414	1.344.241
16	Fondi per rischi ed oneri	11.822.997	11.974.218
17	Fondo Imposte differite passive	9.272.933	9.650.642
	Totale Passività non correnti	37.265.698	37.088.862
	PASSIVITÀ CORRENTI		
13	Finanziamenti	2.541.573	2.278.573
18	Debiti Commerciali	6.495.518	5.861.991
19	Debiti per imposte	308.127	722.232
20	Altri debiti	3.496.808	3.802.080
	Totale Passività correnti	12.842.026	12.664.876
	TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITÀ	211.677.385	208.825.804

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO		31.12.2019	31.12.2018
(VALORI ESPRESSI IN EURO)			
RICAVI			
21	Ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.633.754	31.962.667
21a	Variazione dei lavori in corso	-	-
22	Altri ricavi e proventi	1.578.010	2.618.122
Totale Ricavi		34.211.764	34.580.789
COSTI OPERATIVI			
23	Acquisti	- 5.813.926	-4.020.168
24	Variazione delle rimanenze	156.201	351.004
25	Servizi	-13.104.438	-13.365.970
26	Costi per il personale	-7.567.118	-7.759.925
27	Altri costi operativi	-1.348.918	-991.312
28	Costi per lavori interni capitalizzati	11.990.018	11.146.104
Totale Costi operativi		-15.688.181	-14.640.266
RISULTATO OPERATIVO ANTE AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI E ACCANTONAMENTI (EBITDA)		18.523.583	19.940.523
AMMORTAMENTI, SVALUTAZIONI, ACCANTONAMENTI,			
29	Ammortamenti e svalutazioni	-10.046.053	-9.613.253
30	Accantonamenti	-2.038.989	-3.428.292
31	Ricavi e costi non ricorrenti	286.563	-
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti		-11.798.479	-13.041.545
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)		6.725.104	6.898.978
GESTIONE FINANZIARIA			
32	Proventi da partecipazione	-	-
32	Proventi finanziari	8.680	9.559
32	Oneri finanziari	-204.323	-224.112
32	Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-
Totale gestione finanziaria		-195.643	-214.553
33	Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-	-
RISULTATO ANTE IMPOSTE		6.529.461	6.684.425
34	Imposte	-1.921.082	-1.891.157
35	Adeguamento fiscalità differita	-	-
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		4.608.379	4.793.268
Componenti del conto economico complessivo		-	-
UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO DELL'ESERCIZIO		4.608.379	4.793.268

RENDICONTO FINANZIARIO (VALORI ESPRESSI IN EURO)		31.12.2019	31.12.2018
A	FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALLA GESTIONE REDDITUALE (METODO INDIRECTO)		
	Utile (perdita) dell'esercizio	4.608.379	4.793.268
	Imposte sul reddito	1.921.082	1.891.157
	Interessi passivi/(interessi attivi) (Dividendi)	195.642	214.553
	(Plusvalenze)/minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	241.311	476.903
1	Utile/(perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito,	6.966.415	7.375.880
	Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita		
	Accantonamenti ai fondi rischi e oneri	1.980.589	3.374.392
	Ammortamento delle immobilizzazioni	10.046.053	9.613.253
	Svalutazione crediti	58.400	53.900
	Svalutazioni per perdite durevoli di valore beni materiali e immateriali	0	0
	Altre rettifiche per elementi non monetari	-424.979	-970.322
	TOTALE RETTIFICHE PER ELEMENTI NON MONETARI	11.660.064	12.071.223
2	Flusso finanziario prima delle variazioni del CCN	18.626.478	19.447.103
	Variazioni del capitale circolante netto		
	Decremento/(incremento) delle rimanenze	156.201	351.026
	Decremento/(incremento) dei crediti commerciali	-818.515	1.986.372
	Incremento/(decremento) dei debiti commerciali	633.528	-1.698.896
	ALTRE VARIAZIONI DEL CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	-2.178.087	-1.392.158
	TOTALE VARIAZIONI DEL CAPITALE CIRCOLANTE NETTO	-2.206.873	-753.656
3	Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	16.419.605	18.693.448
	Altre rettifiche		
	Interessi incassati/(pagati)	-159.264	-205.972
	Imposte sul reddito (pagate)/incassate	-544.535	-395.523
	Dividendi incassati di cui da parti correlate (Utilizzo dei fondi)	-1.584.806	-1.171.837
	TOTALE ALTRE RETTIFICHE	-2.288.605	-1.773.332
	FLUSSO FINANZIARIO DELLA GESTIONE REDDITUALE (A)	14.131.000	16.920.116

B)	FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO		
	Variazione Immobilizzazioni materiali		
	(Investimenti)	-11.776.692	-10.384.363
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0
	Variazione Immobilizzazioni immateriali		
	(Investimenti)	-2.425.459	-1.500.287
	Prezzo di realizzo disinvestimenti	0	0
	Altre finanziarie		
	(Investimenti)		
	Prezzo di realizzo disinvestimenti		
	Altre attività e passività non correnti	2.082.030	141.857
	FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI INVESTIMENTO (B)	-12.120.120	-11.742.793
C)	FLUSSI FINANZIARI DERIVANTI DALL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO		
	Mezzi di terzi		
	Accensione finanziamenti	0	0
	Rimborso finanziamenti verso banche	-1.975.214	-1.959.380
	Incremento/(decremento) debiti verso banche	-36.379	-8.579
	Rimborso finanziamenti verso altri finanziatori	-285.722	-278.995
	Incremento/(decremento) debiti verso altri finanziatori	1.166.423	0
	Incremento/(decremento) tesoreria accentrata verso controllante	1.121.436	-1.280.389
	Mezzi propri		
	Pagamento dividendi	-2.000.000	-1.646.072
	FLUSSO FINANZIARIO DELL'ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO (C)	-2.009.456	-5.173.415
D)	OPERAZIONE STRAORDINARIA DI CONFERIMENTO		
	Impianti servizi distribuzione gas	0	0
	Crediti	0	0
	Debiti verso banche – Mutui	0	0
	Aumento di capitale	0	0
	Aumento riserva sovrapprezzo azioni	0	0
	FLUSSO FINANZIARIO OPERAZIONE STRAORDINARIA DI CONFERIMENTO (D)	0	0
	INCREMENTO (DECREMENTO) DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE (A +/-) B +/-) C +/-) D)	1.424	3.908
	DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALLA FINE DELL'ESERCIZIO	1.601.023	1.599.599
	Denaro e valori in cassa	2.749	2.883
	Depositi bancari e postali	1.598.274	1.596.716
	DISPONIBILITÀ LIQUIDE ALL'INIZIO DELL'ESERCIZIO	1.599.599	1.595.691
	Denaro e valori in cassa	2.883	2.005
	Depositi bancari e postali	1.596.716	1.593.686

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO					VALORI ESPRESSI IN EURO			
	CAPITALE SOCIALE	RISERVA DA SOVRAP- PREZZO	RISERVA LEGALE	ALTRE RISERVE	RISERVE IFRS/IAS	UTILI (PERDITE) PORTATI A NUOVO	UTILE DEL PERIODO	TOTALE PN
Patrimonio netto al 31.12.2016	82.550.608	47.242.198	1.917.910	9.037.240	422.604	8.352.676	3.314.302	152.837.538
Destinazione risultato esercizio 2016			165.715	1.648.587			-3.314.302	-1.500.000
Risultato dell'esercizio 2017							4.441.261	4.441.261
Patrimonio Netto al 31.12.2017	82.550.608	47.242.198	2.083.625	10.685.827	422.604	8.352.676	4.441.261	155.778.799
Destinazione risultato esercizio 2017			222.063	2.719.198			-4.441.261	-1.500.000
Risultato dell'esercizio 2018							4.793.268	4.793.268
Patrimonio Netto al 31.12.2018	82.550.608	47.242.198	2.305.688	13.405.025	422.604	8.352.676	4.793.268	159.072.067
Destinazione risultato esercizio 2018			239.665	2.553.603			-4.793.268	-2.000.000
Applicazione IAS 19						-110.785		-110.785
RISULTATO DELL'ESERCIZIO 2019							-4.608.379	-4.608.379
PATRIMONIO NETTO AL 31.12.2019	82.550.608	47.242.198	2.545.353	15.958.628	422.604	8.241.891	4.608.379	161.569.661



The background features a vibrant yellow color with intricate, wavy patterns of thin blue lines. These lines form large, flowing shapes that resemble liquid or smoke. A central white rectangular box is positioned in the middle of the composition, containing the text 'Note Esplicative' in a bold, yellow, sans-serif font.

Note Esplicative

01 Dichiarazione di conformità e criteri di redazione

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 di RetiPiù S.r.l. è stato redatto in conformità ai principi contabili internazionali ("IFRS/IAS") emanati dall'International Accounting Standards Board ("IASB") e adottati dall'Unione Europea, incluse tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretations Committee ("IFRIC").

Il bilancio, redatto in unità di euro e comparato con il bilancio dell'esercizio precedente redatto in omogeneità di criteri, è costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle presenti note esplicative.

02 Prima applicazione dei principi contabili internazionali

02.01 Principio generale

RetiPiù S.r.l. ha optato per l'adozione dei principi contabili IFRS/IAS a partire dalla redazione del bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2013, come consentito dal D.Lgs. n. 38 del 28 febbraio 2005.

02.02 Schemi di bilancio

La Società ha adottato i seguenti schemi di bilancio:

- > Un prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria che espone separatamente le attività correnti e non correnti, il Patrimonio Netto e le passività correnti e non correnti;
- > Un prospetto di conto economico complessivo che espone i costi ed i ricavi usando una classificazione basata sulla natura degli stessi;
- > Un rendiconto finanziario che presenta i flussi finanziari derivanti dall'attività operativa utilizzando il metodo indiretto;
- > Un prospetto delle variazioni del Patrimonio netto.

L'adozione di tali schemi permette la rappresentazione più significativa della situazione patrimoniale, economica e finanziaria della Società.

02.03 Principi contabili ed emendamenti applicabili dal 1° gennaio 2019

I principi contabili adottati per la redazione del bilancio d'esercizio sono conformi a quelli utilizzati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018, fatta eccezione per l'adozione dal 1° gennaio 2019 dei principi contabili, degli emendamenti ed interpretazioni di seguito elencati.

02.03.01 IFRS 16 – Leasing

(pubblicato dallo IASB in data 13 gennaio 2016) ha sostituito il principio IAS 17, le interpretazioni IFRIC 4, SIC-15 e SIC-27. Il nuovo principio contiene un unico modello di rilevazione contabile per i leases che elimina la distinzione tra leasing operativi e leasing finanziari dalla prospettiva del locatario. Dalla prospettiva invece del locatore il nuovo principio non prevede modifiche significative.

In particolare, viene fornita una nuova definizione di lease e viene introdotto un criterio basato sul controllo (right of use) di un bene per distinguere i contratti di leasing dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti:

- > l'identificazione del bene;
- > il diritto di sostituzione dello stesso;
- > il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene;
- > il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto.

Dal punto di vista del locatario, il principio stabilisce un modello unico di riconoscimento e valutazione dei contratti di leasing (senza distinguere tra leasing operativi e finanziari). In particolare, l'IFRS 16 prevede l'iscrizione del bene oggetto di lease nell'attivo (i.e. il diritto d'uso pari al valore attuale dei canoni minimi futuri obbligatori) con contropartita un debito finanziario di pari importo, prevedendo inoltre la possibilità di escludere dall'applicazione dell'IFRS 16 i contratti che hanno ad oggetto i "low-value assets" e i leasing con una durata del contratto pari o inferiore ai 12 mesi. Il diritto d'uso iscritto sarà oggetto di ammortamento sistematico sulla residua durata del contratto. Il debito finanziario iscritto si ridurrà nel tempo in quanto una quota del canone di noleggio sarà utilizzata a servizio del prestito (a riduzione della quota capitale con iscrizione del relativo onere finanziario). Il canone di noleggio non sarà quindi più iscritto nel margine operativo lordo.

Al fine di determinare la corretta applicazione del principio, la società ha effettuato delle analisi specifiche al fine di adottare il principio a partire dal 1° Gennaio del 2019 per i contratti di leasing stipulati nel corso dell'anno.

La società ha dunque rilevato, con riferimento ai contratti di leasing in essere, all'interno della situazione patrimoniale – finanziaria, le attività consistenti nel diritto di utilizzo dei beni in leasing e le passività del leasing al valore attuale dei pagamenti dovuti.

Si segnala che il tasso di attualizzazione applicato ai fini della determinazione dei valori attuali di attività e passività derivanti dai contratti di leasing è quello corrispondente al 1,90%.

Gli amministratori hanno riscontrato un incremento delle attività e dei debiti in bilancio per la rilevazione delle attività per il diritto di utilizzo dei beni in locazione e delle relative passività.

In particolare, sulla base dei contratti esistenti, l'applicazione dello IFRS 16 ha determinato l'iscrizione di:

- > un diritto d'uso pari a 1.151.500 euro;
- > un debito finanziario pari a 1.166.424 euro;

02.03.02 Emendamento allo IFRS 9 – Elementi di pagamento anticipato con compensazione negativa

Le modifiche permettono l'applicazione del costo ammortizzato o del fair value "through other comprehensive income" (OCI) per le attività finanziarie con un'opzione di estinzione anticipata (c.d. "negative compensation").

La suddetta modifica non ha avuto alcun impatto sul bilancio della società.

02.03.03 Interpretazione IFRIC 23 – Incertezze in merito alle imposte sul reddito

(pubblicata dallo IASB a giugno 2017), chiarisce come applicare i requisiti di riconoscimento e di misurazione stabilite dallo IAS 12 – Imposte sul reddito, quando esiste incertezza sui trattamenti fiscali. L'entità deve riportare l'effetto dell'incertezza per ciascun trattamento fiscale incerto, avvalendosi di uno dei due metodi seguenti:

- > Il metodo dell'importo più probabile; o
- > Il metodo del valore atteso, ossia la somma dei diversi importi di una gamma di risultati possibili, ponderati per la probabilità che si verificheranno.

La società applica un significativo giudizio nell'individuare le incertezze sui trattamenti fiscali delle imposte sul reddito, pertanto l'interpretazione non ha avuto alcun impatto sul bilancio della società.

02.03.04 **Emendamento allo IAS 28 – Partecipazioni in società collegate e Joint Venture,**

che stabilisce che quando una partecipazione in una società collegata ovvero in una joint venture è detenuta direttamente o indirettamente da una entità che sia una società d'investimento in capitale di rischio, o un fondo comune, un fondo d'investimento o entità analoghe, inclusi i fondi assicurativi collegati a partecipazioni, l'entità può decidere di valutare tali investimenti al fair value (valore equo) rilevato nell'utile (perdita) d'esercizio in conformità all'IFRS 9. In aggiunta viene stabilito che l'entità dovrà prendere tale decisione separatamente per ciascuna società collegata o joint venture, al momento della rilevazione iniziale della società collegata o joint venture.

La suddetta modifica non ha avuto alcun impatto sul bilancio della società

02.03.05 **Emendamento allo IAS 19 – Riduzione o estinzione del piano,**

emesso dallo IASB il 7 febbraio 2018, l'ambito applicativo del principio riguarda la contabilizzazione della società, in qualità di datore di lavoro, del piano dei benefici per i dipendenti ad eccezione di quelli per i quali si applica l'IFRS 2 – Pagamenti basati su azioni.

In particolare, la società ha conferito ad una società attuariale l'incarico di eseguire una specifica valutazione, al 31 Dicembre 2019, della passività relativa al TFR, sulla base di quanto disposto dallo IAS 19.

La suddetta analisi ha condotto a rilevare uno scostamento tra il valore del TFR valutato sulla base dello IAS 19 e il valore civilistico del Fondo TFR, come indicato nella tabella seguente:

VOCI	EURO
Defined Benefit Obligation	1.325.413,60
TFR civilistico	1.214.628,69
Surplus/(Deficit)	(110.784,91)

02.03.05 **Miglioramenti agli IFRS (Ciclo 2015 - 2017):**

il ciclo annuale di miglioramenti agli IFRS 2015-2017 emessi dallo IASB il 12 dicembre 2016 che ha apportato dei miglioramenti ai principi IFRS3, IFRS 11, IAS 12, IAS23. In particolare:

- > IFRS 3 - Business combination: le modifiche hanno lo scopo di migliorare la rilevanza, l'attendibilità e la comparabilità delle informazioni che, nel presentare il proprio bilancio, un'entità fornisce relativamente a una aggregazione aziendale e ai suoi effetti;
- > IFRS 11 - Joint Arrangements: un'entità che partecipa in una joint operation, senza avere il controllo congiunto della joint operation, potrebbe ottenere il controllo congiunto della joint operation nel caso in cui l'attività della stessa costituisca un business come definito nell'IFRS 3. La modifica al principio chiarisce che le partecipazioni precedentemente detenute in tale joint operation non siano da rimisurare;
- > IAS 12 - Income Tax: le modifiche chiariscono che gli effetti delle imposte sui dividendi sono collegati alle operazioni passate o agli eventi che hanno generato utili distribuibili piuttosto che alle distribuzioni dei soci. Pertanto un'entità rileva gli effetti delle imposte sul reddito derivanti dai dividendi nel prospetto dell'utile/ (perdita) d'esercizio, nelle altre componenti di conto economico complessivo o nel patrimonio netto coerentemente con il modo in cui l'entità ha precedentemente riconosciuto tali operazioni o eventi passati;
- > IAS 23 - Borrowing Cost: le modifiche chiariscono che un'entità tratta come finanziamenti non specifici qualsiasi finanziamento effettuato che fin dal principio era finalizzato a sviluppare un'attività, nel caso in cui tutte le azioni necessarie per predisporre tale attività all'uso o alla vendita sono completate.

02.04 Principi contabili, emendamenti e interpretazioni IFRS e IFRIC omologati dall'Unione Europea, non ancora obbligatoriamente applicabili e non adottati in via anticipata dalla Società

02.04.01 Emendamento - Reference to the Conceptual Framework in IFRS Standards,

pubblicato dallo IASB il 29 marzo 2018, omologato nel 2019 la cui applicazione sarà obbligatoria dal 1° gennaio 2020. Gli amministratori non si attendono che l'applicazione del suddetto emendamento possa avere un impatto significativo sugli importi e l'informativa riportata nel bilancio separato della Società. Tuttavia, non è possibile fornire una stima ragionevole degli effetti finché la Società non abbia completato un'analisi dettagliata.

02.04.02 Emendamento allo IAS 1 e IAS 8

pubblicato dallo IASB il 31 ottobre 2018, omologato nel 2019 la cui applicazione sarà obbligatoria dal 1° gennaio 2020. Lo IAS 1 ha la finalità di definire i criteri per la presentazione del bilancio redatto con scopi di carattere generale, al fine di assicurarne la comparabilità sia con riferimento ai bilanci dell'entità di esercizi precedenti, sia con i bilanci di altre entità. Espone la disciplina di carattere generale per la presentazione dei bilanci, le linee guida per la loro struttura e le disposizioni minime per il loro contenuto. Lo IAS 8 ha invece la finalità di disciplinare i criteri per la selezione e il cambiamento di principi contabili, unitamente al relativo trattamento contabile e all'informativa sui cambiamenti di principi contabili, sui cambiamenti nelle stime contabili e sulle correzioni di errori, il principio si propone così di migliorare la significatività e l'attendibilità del bilancio delle entità, e la comparabilità di tali bilanci nel tempo e con i bilanci di altre entità. Per quanto attiene alle modifiche allo IAS 1 e allo IAS 8, l'emendamento chiarisce la definizione di cosa è materiale per il bilancio e come applicare la definizione di materiale. Ci si aspetta che tale modifica possa ragionevolmente aumentare le soglie di rilevanza delle informazioni fornite, e, conseguentemente ridurre l'ambito delle informazioni da dare. Inoltre, verranno considerati solo gli utenti primari nel valutare quali informazioni fornire ovvero gli investitori esistenti e potenziali, finanziatori ed altri creditori che devono fare affidamento sulle relazioni finanziarie. Di seguito si riporta una tabella con il confronto tra vecchia e nuova definizione di "materiale":

VECCHIA DEFINIZIONE	NUOVA DEFINIZIONE
Le omissioni o errate misurazioni di voci sono rilevanti se potrebbero, individualmente o nel complesso, influenzare le decisioni economiche che gli utilizzatori prendono sulla base del bilancio. La rilevanza dipende dalla dimensione e dalla natura dell'omissione o errata misurazione valutata a seconda delle circostanze. La dimensione o natura della voce, o una combinazione di entrambe, potrebbe costituire il fattore determinante.	Un'informazione è rilevante se ci si aspetta che la sua omissione, errata misurazione o il suo occultamento potrebbe ragionevolmente influenzare le decisioni che gli utenti primari dei bilanci redatti per scopi generali prendono sulla base di tali bilanci che forniscono informazioni finanziarie su una società specifica. Amministrazione

Gli amministratori non si attendono che le suddette modifiche possano avere un impatto significativo sugli importi e l'informativa riportata nel bilancio separato della Società. Tuttavia, non è possibile fornire una stima ragionevole degli effetti finché la Società non abbia completato un'analisi dettagliata.

02.05 Principi contabili, emendamenti e interpretazioni non ancora omologati dall'Unione Europea

Alla data di riferimento del presente bilancio separato gli organi competenti dell'Unione Europea non hanno ancora concluso il processo di omologazione necessario per l'adozione degli emendamenti e dei principi sotto descritti.

02.05.01 IFRS 17 - Contratti assicurativi

(pubblicato dallo IASB il 18 maggio 2017), ha lo scopo di migliorare la comprensione da parte degli investitori dell'esposizione al rischio, della redditività e della posizione finanziaria degli assicuratori, richiedendo che tutti i contratti di assicurazione siano contabilizzati in modo coerente superando i problemi di confronto creati dall'IFRS 4. Nel mese di Giugno 2019, lo IASB ha pubblicato un exposure draft che include alcune modifiche all'IFRS 17, e il differimento dell'entrata in vigore del nuovo principio contabile al 1° gennaio 2022.

Gli amministratori escludono che l'applicazione del suddetto principio possa avere impatto sugli importi e l'informativa riportata nel bilancio, in quanto la società non opera in ambito assicurativo.

03 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019 sono di seguito riportati:

03.01 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono stati iscritti, alla data di Transizione, al costo di acquisto o di costruzione o al valore di conferimento, al netto dell'ammontare complessivo degli ammortamenti e delle perdite per riduzione durevole di valore accumulati secondo quanto previsto dal paragrafo n. 30 del principio contabile internazionale IAS 16 (Immobili, impianti e macchinari).

Considerate la natura e le caratteristiche specifiche degli Immobili, impianti e macchinari di proprietà della Società, si è ritenuto di confermare la valutazione degli stessi mantenendoli iscritti in bilancio al costo, al netto degli ammortamenti accumulati, previa verifica della non sussistenza di eventuali perdite di valore, quindi non si è optato per la rideterminazione del valore come previsto dal paragrafo n. 31 del principio contabile internazionale IAS 16.

In particolare, per quanto riguarda gli impianti di distribuzione, alla luce delle complessità interpretative che caratterizzano la disciplina delle concessioni nell'attuale fase transitoria, pur in presenza di significativi plusvalori latenti, si è ritenuto preferibile applicare il criterio sopra indicato rispetto alla rideterminazione del valore, stante l'oggettiva incertezza riguardo alla possibilità di determinare in modo univoco il relativo fair value.

Le quote di ammortamento annuale sono calcolate sulla base di specifici piani di ammortamento che ripartiscono sistematicamente il costo dei beni in relazione alla loro vita utile stimata.

Il costo degli immobili, impianti e macchinari viene pertanto ammortizzato in ciascun esercizio sulla base di aliquote ritenute idonee a ripartire il costo di ciascuna categoria di beni in relazione alla rispettiva possibilità di utilizzazione e alla durata media del loro concorso alla realizzazione dell'attività aziendale.

Per gli impianti sono state utilizzate le aliquote di ammortamento utilizzate dalle aziende di settore ed indicate anche dall'Autorità per la determinazione delle tariffe di distribuzione.

Di seguito si riportano le aliquote ordinarie (ridotte alla metà nell'esercizio di entrata in funzione del bene) che si è ritenuto essere espressione dei criteri sopra elencati.

DESCRIZIONE CATEGORIA CESPITE	ALIQUOTE %
Impianti di decompressione	5
Rete distribuzione	2
Linee mt	3,33
Linee bt	3,33
Stazioni elettriche	3,33
Allacciamenti	2,5/3,33
Strumenti di misura e controllo	5/6,66
Attrezzature di reparto	12,5
Attrezzature comuni	12,5
Autovetture	20
Autoveicoli	20
Hardware e software di base	20
Mobili e arredi	8,3
Cartografia	10

I costi di manutenzione ordinaria sono spesi nell'esercizio in cui sono sostenuti, i costi incrementativi del valore o della vita utile del cespite sono capitalizzati ed ammortizzati in relazione alle residue possibilità di utilizzo dei cespiti ai quali si riferiscono.

03.02 Beni in leasing

Le immobilizzazioni acquisite tramite contratti di locazione finanziaria e che sostanzialmente trasferiscono al locatore tutti i rischi ed i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato sono contabilizzate, secondo la metodologia finanziaria, alla data di inizio del leasing al valore equo del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni devono essere ripartiti pro quota fra quota di capitale e quota di interessi in modo da ottenere un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. In contropartita dell'iscrizione del bene vengono contabilizzati i debiti verso l'ente finanziario locatore. Gli oneri finanziari devono essere imputati direttamente a conto economico. I beni devono essere esposti tra le attività al valore di acquisto diminuito delle quote di ammortamento. L'ammortamento di tali beni viene riflesso nei prospetti annuali applicando lo stesso criterio seguito per gli immobili, impianti e macchinari di proprietà.

RetiPiù non ha beni in leasing.

03.03 Altre attività immateriali

Le attività immateriali acquistate separatamente o prodotte internamente sono iscritte nell'attivo, secondo quanto disposto dallo IAS 38, quando è probabile che l'uso dell'attività genererà benefici economici futuri e quando il costo dell'attività può essere determinato in modo attendibile. Le attività immateriali acquisite tramite operazioni di aggregazione sono valutate al fair value.

Le attività immateriali a vita utile definita sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, al netto dei relativi ammortamenti accumulati ed ammortizzate a quote costanti lungo la loro vita utile stimata e sottoposte a test di congruità ogni volta che vi siano indicazioni di perdite durevoli di valore.

L'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" ha definito i criteri di rilevazione e valutazione da adottare per gli accordi tra settore pubblico e privato relativi allo sviluppo, finanziamento, gestione e manutenzione di infrastrutture in regime di concessione, nei casi in cui il soggetto concedente controlla/regola, determinandone il prezzo, i servizi di pubblica utilità che sono offerti dalle società concessionarie tramite le infrastrutture che il concessionario ottiene in gestione o realizza, e mantiene, tramite la proprietà o in altri modi, un interesse residuo sull'attività.

Per RetiPiù il principio è applicabile alle attività di distribuzione dell'energia elettrica e del gas. La natura delle concessioni della Società, gran parte delle quali derivano da affidamenti risalenti ad anni non recenti o da operazioni straordinarie (conferimenti), unitamente alle incertezze legate al quadro regolatorio ed alle inevitabili complessità interpretative che si manifestano nell'attuale fase transitoria, ne hanno suggerito l'applicazione relativamente alle fattispecie chiaramente identificabili come rientranti nel nuovo regime concessorio.

L'applicazione dell'IFRIC 12 ha pertanto comportato nella Situazione Patrimoniale-Finanziaria la classificazione delle infrastrutture già rientranti nel nuovo regime concessorio tra le attività immateriali.

Le percentuali di ammortamento utilizzate sono le seguenti:

DESCRIZIONE CATEGORIA CESPITE	ALIQUOTE
Software gestionali	20%
Concessioni	Il piano d'ammortamento è effettuato in funzione della durata delle concessioni
Infrastrutture per accordi in concessione (IFRIC 12)	Il processo di ammortamento delle infrastrutture relative agli accordi in concessione è effettuato per quote costanti secondo le attese di ritorno di benefici economici futuri derivanti dal loro utilizzo e dal loro valore residuo a scadenza.

03.04 Perdite durevoli di valore

Ad ogni chiusura di bilancio, RetiPiù Srl rivede il valore contabile delle proprie attività materiali e immateriali per determinare se vi siano indicazioni che queste attività abbiano subito riduzioni di valore. Qualora queste indicazioni esistano, viene stimato l'ammontare recuperabile di tali attività per determinare l'importo della svalutazione.

Quando una svalutazione non ha più ragione di essere mantenuta, il valore contabile dell'attività (o della unità generatrice di flussi finanziari) è incrementato al nuovo valore derivante dalla stima del suo valore recuperabile, ma non oltre il valore netto di carico che l'attività avrebbe avuto se non fosse stata effettuata la svalutazione per perdita di valore. Il ripristino del valore è imputato al conto economico.

03.05 Partecipazioni

Le partecipazioni rappresentano un investimento duraturo e strategico da parte della società e sono valutate, nel rispetto del principio della continuità di applicazione dei criteri di valutazione, al costo di acquisto o di sottoscrizione, eventualmente ridotto per perdite durevoli di valore. Tale riduzione non può essere mantenuta negli esercizi successivi se sono venuti meno i motivi della rettifica.

Le partecipazioni che non presentano le sopraccitate caratteristiche sono classificate nelle attività finanziarie non correnti.

03.06 Altre Attività finanziarie

Le attività finanziarie sono iscritte al minore tra il loro valore contabile ed il relativo valore equo o di presumibile realizzo.

03.07 Altre Attività

Le altre attività correnti e non correnti sono iscritte al loro presumibile valore di realizzo.

03.08 Rimanenze

Le rimanenze sono iscritte al minore tra il costo di acquisto ed il presumibile valore di realizzo.

Il costo è determinato secondo il metodo del costo medio ponderato.

03.09 **Crediti**

I crediti sono iscritti al presumibile valore di realizzo. L'adeguamento del loro valore nominale al minor valore di realizzo viene effettuato mediante lo stanziamento di un apposito fondo a rettifica diretta della voce sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni.

03.10 **Disponibilità liquide e mezzi equivalenti**

Le disponibilità liquide, costituite da depositi bancari e valori di cassa, sono iscritte al valore nominale, coincidente con il valore di realizzo con scadenza a breve.

03.11 **Fondi per rischi ed oneri**

I fondi per rischi ed oneri sono stanziati per coprire perdite e debiti, di esistenza certa o probabile, dei quali tuttavia alla chiusura del periodo non erano determinabili l'ammontare o la data di sopravvenienza.

Gli stanziamenti sono rilevati nella situazione patrimoniale-finanziaria solo qualora esista una obbligazione legale o implicita che determini l'impiego di risorse atte a produrre effetti economici per l'adempimento della stessa e se ne possa determinare una stima attendibile dell'ammontare.

Nel caso in cui l'effetto sia rilevante, gli accantonamenti sono calcolati attualizzando i flussi finanziari futuri stimati ad un tasso di attualizzazione stimato al lordo delle imposte, tale da riflettere le valutazioni correnti di mercato del valore attuale del denaro e dei rischi specifici connessi alla passività.

03.12 **Fondi per benefici ai dipendenti**

Il trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato viene stanziato per coprire l'intera passività maturata nei confronti dei dipendenti in conformità alla legislazione vigente ed al contratto collettivo di lavoro e integrativo aziendale. Tale passività è soggetta a rivalutazione in base all'applicazione di indici fissati dalla normativa vigente.

A seguito della riforma della previdenza complementare e delle conseguenti modifiche legislative, si è determinata la situazione seguente:

- > l'obbligazione per il TFR maturato al 31 dicembre 2006 ha conservato le caratteristiche di un Piano a benefici definiti (Defined Benefit Plan per lo IAS 19), con la conseguente necessità di una valutazione effettuata attraverso l'utilizzo di tecniche attuariali, che però deve escludere la componente relativa ad incrementi salariali futuri ma deve tenere conto della stima della durata dei rapporti di lavoro, nonché di altre ipotesi demografico-finanziarie;
- > l'obbligazione per le quote maturande a partire dal 1 gennaio 2007, dovute alla previdenza complementare, ha assunto la caratteristica di un Piano a contribuzione definita (Defined Contribution Plan per lo IAS 19) e pertanto il relativo trattamento contabile è assimilato a quello in essere per i versamenti contributivi di altra natura.

Alla luce di quanto sopra descritto, RetiPiù Srl ha provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente la valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19.

Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato delle differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili e sono risultate significative.

03.13 **Debiti**

I debiti sono iscritti al valore nominale.

03.14 **Finanziamenti**

I finanziamenti sono valutati inizialmente al costo. Tale valore viene rettificato successivamente per tenere conto dell'eventuale differenza tra il costo iniziale e il valore di rimborso lungo la durata del finanziamento utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo.

I finanziamenti sono classificati tra le passività correnti a meno che la Società abbia il diritto incondizionato di differire l'estinzione di tale passività di almeno dodici mesi dopo la data di riferimento.

03.15 Riconoscimento dei ricavi

I ricavi sono iscritti al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi, nonché delle imposte direttamente connesse con la vendita delle merci e la prestazione dei servizi.

I ricavi per la vendita sono riconosciuti quando l'impresa ha trasferito i rischi ed i benefici significativi connessi alla proprietà del bene e l'ammontare del ricavo può essere determinato attendibilmente.

I ricavi di natura finanziaria vengono iscritti in base alla competenza temporale.

03.16 Proventi finanziari

I proventi finanziari includono gli interessi attivi, le differenze di cambio attive, i dividendi da imprese partecipate e i proventi derivanti dagli strumenti finanziari, quando non compensati nell'ambito di operazioni di copertura.

Gli interessi attivi sono imputati a conto economico al momento della loro maturazione, considerando il rendimento effettivo.

I dividendi devono essere contabilizzati per competenza al momento in cui vi è il diritto alla percezione, che generalmente coincide con la delibera di distribuzione.

03.17 Oneri finanziari

Gli oneri finanziari includono gli interessi passivi sui debiti finanziari calcolati usando il metodo dell'interesse effettivo e le differenze cambio passive.

03.18 Imposte sul reddito dell'esercizio

Le imposte sul reddito includono tutte le imposte calcolate sul reddito imponibile della Società. Sono rilevate nel conto economico, ad eccezione di quelle relative a voci direttamente addebitate o accreditate a patrimonio netto, nei cui casi l'effetto fiscale è riconosciuto direttamente a patrimonio netto ed evidenziato nelle altre componenti del conto economico complessivo.

Le altre imposte non correlate al reddito sono incluse tra gli oneri operativi.

Le imposte differite sono stanziare secondo il metodo dello stanziamento globale della passività. Esse sono calcolate su tutte le differenze temporanee che emergono tra la base imponibile di una attività o passività ed il valore contabile.

Le imposte differite attive sulle perdite fiscali e sui crediti d'imposta non utilizzati riportabili a nuovo sono riconosciute nella misura in cui è probabile che sia disponibile un reddito imponibile futuro a fronte del quale possano essere recuperate. Le attività e le passività fiscali correnti e differite sono compensate quando le imposte sul reddito sono applicate dalla medesima autorità fiscale e quando vi è un diritto legale di compensazione.

Le attività e le passività fiscali differite sono determinate con le aliquote fiscali che si prevede saranno applicabili negli esercizi nei quali le differenze temporanee saranno realizzate o estinte.

La società ha aderito al consolidato fiscale nazionale di A.E.B. S.p.A., unitamente alle controllate di quest'ultima Gelsia Srl e Gelsia Ambiente Srl, disciplinato dagli articoli 117 e seguenti del TUIR DPR 917/86 manifestando la necessaria opzione. I rapporti derivanti dalla partecipazione al Consolidato sono regolati da uno specifico Regolamento approvato e sottoscritto da tutte le società aderenti.

03.19 Uso di stime

La redazione del bilancio e delle relative note in applicazione degli IFRS richiede da parte degli Amministratori l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data di bilancio.

I risultati che si consuntiveranno potrebbero differire da tali stime.

Le stime sono utilizzate per valutare le attività materiali ed immateriali sottoposte ad impairment test come sopra de-

scritto oltre che per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, ammortamenti, svalutazioni di attivo, benefici ai dipendenti, imposte, altri accantonamenti e fondi.

Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a conto economico.

04 Commento alle principali voci della situazione Patrimoniale-Finanziario

A. Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari sono relativi principalmente agli impianti di distribuzione e misura del gas naturale ed energia elettrica.

Nel corso del 2019 sono stati eseguiti investimenti per 11,8 milioni di euro.

Al 31 dicembre 2019 l'incremento totale delle immobilizzazioni materiali è pari a 2,3 milioni di euro.

Gli ammortamenti si riferiscono ad ammortamenti economico - tecnici determinati sulla base della vita utile dei beni, ovvero sulla loro residua possibilità di utilizzazione da parte dell'impresa. Nel corso dell'esercizio non si evidenziano variazioni nella vita utile stimata dei beni e nei coefficienti di ammortamento applicati ed esplicitati per categorie omogenee alla nota "Criteri di Valutazione - Immobili, impianti e macchinari"

(MIGLIAIA DI EURO)	TERRENI, IMMOBILI, IMPIANTI E MACCHINARI, ATTREZZATURE	ALTRI BENI	IMMOBILIZZAZIONI IN CORSO	TOTALE
Costo				
AL 1° GENNAIO 2018	251.385	3.713	210	255.308
Incrementi	8.100	55	2.229	10.384
Decrementi	(3.509)	(107)	(3)	(3.619)
Giroconti	12	-	(3)	9
AL 31 DICEMBRE 2018	255.988	3.661	2.433	262.082
Incrementi	11.365	324	87	11.776
Decrementi	(3.914)	(28)	-	(3.942)
Giroconti	2.431	-	(2.431)	-
AL 31 DICEMBRE 2019	265.870	3.957	89	269.916
Ammortamenti accu- mulati				
AL 1° GENNAIO 2018	87.125	2.610	-	89.735
Ammortamenti dell'anno	7.519	300	-	7.819
Variazioni	(2.254)	(104)	-	(2.358)
AL 31 DICEMBRE 2018	92.390	2.806	-	95.196
Ammortamenti dell'anno	8.026	299	-	8.325
Variazioni	(2.813)	(24)	-	(2.837)
AL 31 DICEMBRE 2019	97.603	3.081	-	100.684
Valore contabile				
AL 31 DICEMBRE 2018	163.598	855	2.433	166.886
AL 31 DICEMBRE 2019	168.267	876	89	169.232

B. Avviamento e altre attività a vita non definita

Tale voce non presenta alcun valore iscritto al 31.12.2019

C. Altre attività immateriali

Sono stati eseguiti investimenti per 2,4 milioni di euro

Al 31 dicembre 2019 l'incremento totale delle immobilizzazioni immateriali è pari a 0,6 milioni di euro.

(MIGLIAIA DI EURO)	SOFTWARE	BREVETTI	CONCESSIONI, LICENZE, MARCHI E DIRITTI SIMILI	ALTRE	ATTIVITÀ IMMATERIALI IN CORSO	TOTALE
Costo						
AL 1° GENNAIO 2018	8.138	2	16.597	1.869	54	26.660
Incrementi	668	-	822	10	-	1.500
Decrementi	(63)	-	(143)	(1)	(54)	(261)
Giroconti	-	-	-	-	-	-
AL 31 DICEMBRE 2018	8.743	2	17.276	1.878	-	27.899
Incrementi	530	-	1.888	8	-	2.426
Decrementi	-	-	(134)	-	-	(134)
Giroconti	-	-	-	-	-	-
AL 31 DICEMBRE 2019	9.273	2	19.030	1.886	-	30.191
Ammortamenti accumulati						
AL 1° GENNAIO 2018	6.426	-	6.134	1.710	-	14.270
Ammortamenti dell'anno	755	1	953	87	-	1.796
Variazioni	(62)	-	(42)	-	-	(104)
AL 31 DICEMBRE 2018	7.119	1	7.045	1.797	-	15.962
Ammortamenti dell'anno	670	1	997	54	-	1.721
Variazioni	-	-	(28)	-	-	(28)
AL 31 DICEMBRE 2019	7.789	1	8.014	1.851	-	17.655
Valore contabile						
AL 31 DICEMBRE 2018	1.624	1	10.231	81	-	11.937
AL 31 DICEMBRE 2019	1.484	1	11.016	35	-	12.536

D. Partecipazioni

RetiPìù Srl al 31/12/2019 non è titolare di alcuna partecipazione.

E. Altre attività non correnti

La voce "Depositi Cauzionali" riguarda i depositi versati per utenze varie. Gli "Altri crediti non correnti" sono crediti verso il personale per prestiti. La voce "Ratei e risconti attivi" è composta da risconti attivi e si riferisce a costi di competenza di esercizi futuri relativi ad estensioni garanzie hardware, manutenzioni triennali ed imposta sostitutiva su mutui. I crediti per Imposte sono relativi al credito IRES derivante dall'istanza di rimborso IRES presentata l'11 marzo 2013, per gli anni dal 2007 al 2011 (art. 2, comma 1-quater-D.L. 201/2011) per la mancata deduzione dell'IRAP relativa al costo del personale

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Depositi cauzionali	116	105	11
Altri crediti non correnti	50	59	-9
Ratei e risconti attivi	7	9	-2
Crediti per Imposte	96	96	-
Totale altre attività non correnti	269	269	-

F. Rimanenze

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.568	1.422	146
Totale rimanenze	1.568	1.422	146

Le rimanenze finali di materie prime, sussidiarie e di consumo sono costituite da materiali destinati alla costruzione e alla manutenzione degli impianti. Rispetto al 31 dicembre 2018 la variazione pari ad euro 146 mila scaturisce principalmente dalle maggiori rimanenze di magazzino legate al progetto IP- Comune di Seregno.

G. Crediti commerciali

I "Crediti verso clienti" sono rappresentati principalmente dai crediti vantati nei confronti delle società di vendita "terze" per servizi di distribuzione gas ed energia elettrica.

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Crediti verso clienti	3.300	2.770	530
Fatture da emettere verso clienti	1.820	1.745	75
Totale lordo	5.120	4.515	605
Fondo svalutazione crediti	(760)	(707)	(53)
Totale netto	4.360	3.808	552
Crediti verso imprese controllanti	211	420	(209)
Crediti verso imprese consociate	6.339	5.922	417
Totale crediti commerciali	10.910	10.150	760

Nel corso dell'esercizio il fondo svalutazione crediti ha subito la seguente movimentazione:

(MIGLIAIA DI EURO)	IMPORTI
Fondo al 31 dicembre 2018	707
Utilizzi e rilasci dell'esercizio	(5)
Accantonamenti dell'esercizio	58
Fondo al 31 dicembre 2019	760

I "Crediti verso imprese controllanti" sono composti per euro 96 mila da crediti verso il Comune di Seregno, per euro 115 mila da crediti verso AEB Spa per servizi resi. La voce "Crediti verso imprese consociate" è costituita principalmente dai crediti vantati nei confronti della società Gelsia Srl per i servizi di distribuzione e misura erogati.

H. Crediti per imposte

I crediti per imposte sono di seguito descritti.

- > Credito verso AEB Spa per IRES di gruppo;
- > Credito per IRAP;
- > Credito verso Erario per oneri IRES e IRAP anno 2013 anticipati che verranno rimborsati dall'Agenzia delle Entrate nell'anno 2020;
- > Credito di imposta per erogazioni liberali a sostegno della cultura (Art Bonus).

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Crediti da consolidato fiscale	725	-	725
Altri crediti	18	-	18
Credito per IVA	-	46	(46)
Verso Erario per IRAP	96	-	96
Credito di imposta Art Bonus	161	114	47
Totale crediti per imposte	1.000	160	840

I. Altre attività correnti

La voce "Altre attività correnti" presenta i seguenti valori:

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Crediti diversi	4.204	4.594	(390)
Ratei e risconti attivit	435	803	(368)
Totale altre attività correnti	4.639	5.397	(758)

La voce "Crediti diversi" presenta i seguenti valori:

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Crediti v/o CSEA	3.654	4.028	(374)
Crediti verso il personale	24	25	1
Crediti v/Comune	475	475	-
Altri crediti	51	66	(15)
Totale crediti diversi	4.204	4.594	(390)

La voce più significativa è rappresentata dai crediti verso la Cassa per i servizi energetici e ambientali che sono costituiti principalmente da crediti per componente commercializzazione gas (830 mila euro), crediti per bonus gas (266 mila euro), crediti per rimborso costi gestione pratiche utenti in default (419 mila euro), crediti per TEE acquistati e non ancora annullati (1.283 mila euro), crediti per rimborso oneri diversi (661 mila euro)

La voce comprende inoltre crediti v/Comuni per 475 mila euro relativi ai corrispettivi "una tantum" versati alle stazioni appaltanti incaricate di esperire le gare d'Ambito per il rinnovo delle concessioni gas per la copertura degli oneri di gara, crediti diversi per euro 47 mila e crediti verso il personale per euro 24 mila.

La voce "Ratei e risconti attivi" pari a 435 mila euro è così composta:

- > 31 mila euro per ratei attivi;
- > 55 mila euro polizze RCA;
- > 28 mila euro per servizi ai dipendenti (polizza sanitaria e buoni pasto);
- > 125 mila euro spese legali relative a pratiche non ancora conclusasi al 31 dicembre 2019;
- > 8 mila euro per la manutenzione pluriennale degli impianti;
- > 163 mila euro per canoni software, per estensione garanzia e manutenzioni hardware e software di competenza dell'anno 2019;
- > 25 mila euro per altri costi di competenza dell'anno successivo.

L. Altre attività finanziarie correnti

I "crediti verso controllanti" sono crediti relativi al trasferimento di liquidità alla capogruppo nell'ambito del contratto di cash-pooling.

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Crediti verso controllanti	2.104	3.225	(1.121)
Totale altre attività finanziarie correnti	2.104	3.225	(1.121)

M. Disposizioni liquide e mezzi equivalenti

La voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti, pari ad euro 1.601 mila al 31 dicembre 2019 è rappresentata quasi esclusivamente da saldi attivi di c/c bancari.

N. Patrimonio netto

(MIGLIAIA DI EURO)	IMPORTO	DISPONIBILITÀ DISTRIBUIBILITÀ	IMPORTO DISPONIBILE	IMPORTO DISTRIBUIBILE	UTILIZZAZIONE DEGLI ULTIMI TRE ESERCIZI	
					PER COPERTU- RA PERDITE	TOTALE
CAPITALE SOCIALE	82.551				-	-
RISERVE DI CAPITALE						
Riserva da sovrapprezzo	47.242	A,B,C	47.242	33.277	-	-
Riserva da conferimento	827	A,B,C	827	827	-	-
RISERVE DI UTILI						
Riserva legale	2.545	B	2.545	-	-	-
Riserva straordinaria	15.131	A,B,C	15.131	15.131	-	-
Utili/perdite a nuovo	8.242	A,B,C	8.242	8.242	-	-
RISERVE IAS						
Riserva da FTA	423	B	423	-	-	-
Totali	156.961		74.410	57.477	-	-

Legenda: A: per aumento di capitale; B: per copertura perdite; C: per distribuzione ai soci.

Nella tabella le voci di Patrimonio Netto vengono distinte secondo l'origine, la possibilità di utilizzazione, la distribuibilità e l'avvenuta utilizzazione nei tre esercizi precedenti. La movimentazione delle voci del Patrimonio Netto avvenuta nell'esercizio è illustrata nel relativo prospetto di bilancio.

La Riserva da sovrapprezzo non è distribuibile, ai sensi dell'art. 2431, per 13.965 migliaia di euro, ossia per la quota necessaria affinché la riserva legale raggiunga il quinto del capitale sociale.

O. Finanziamenti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019		31/12/2018	
	CORRENTI	NON CORRENTI	CORRENTI	NON CORRENTI
Debiti verso banche	2.013	4.564	1.993	6.560
Debiti verso altri finanziatori	293	921	286	1.213
Debiti verso altri finanziatori IFRS 16	236	931	-	-
Debiti verso controllanti	-	-	-	-
Totale finanziamenti	2.542	6.416	2.279	7.773

La voce "Debiti verso banche" è così composta:

- > mutuo chirografario sottoscritto nel 2009 (durata 15 anni) per 3,5 milioni di euro utilizzato per l'acquisto di circa 25.000 contatori elettronici in sostituzione dell'intero parco contatori elettrici gestito, del sistema di telegestione e per le necessarie attività di installazione. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 274 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.033 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- > mutuo chirografario sottoscritto nel 2011 (durata 12 anni) per 3,6 milioni di euro al fine di riscattare gli impianti di Triuggio e Albiate, territori gestiti a partire dal 01/01/2012. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 317 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.186 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- > mutuo chirografario sottoscritto nel 2012 (durata 10 anni) per 4 milioni di euro finalizzato all'acquisizione degli impianti di Lentate sul Seveso, Carugo e Arosio, territori gestiti a partire dal 01/01/2013. Il finanziamento verrà rimborsato nel modo seguente: 413 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.064 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;
- > il mutuo chirografario sottoscritto nel 2016 (durata 5 anni) per 5 milioni di euro finalizzato alla produzione di TEE, verrà rimborsato nel modo seguente: 1.009 mila euro entro i prossimi dodici mesi e 1.281 mila euro oltre i prossimi dodici mesi;

EROGAZIONE	ISTITUTO DI CREDITO	IMPORTO	ENTRO 12 MESI	OLTRE 12 MESI	OLTRE 5 ANNI
2009	Banca Popolare di Sondrio	3.500	274	1.033	-
2011	Banca Popolare di Sondrio	3.600	317	1.186	-
2012	Banca Popolare di Sondrio	4.000	413	1.064	-
2016	Banca Popolare di Sondrio	5.000	1.009	1.281	-
Totale Finanziamenti a M/L chirografari		16.100	2.013	4.564	4.564

P. Altre passività non correnti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Depositi cauzionali passivi	290	437	(147)
Ratei e risconti passivi	8.138	5.909	2.229
Totale Altre passività non correnti	8.428	6.346	2.082

I "Depositi cauzionali passivi" sono relativi a garanzie fornite dai clienti finali.

La voce "Ratei e risconti passivi" è rappresentata dai risconti sui contributi ricevuti dagli utenti per prestazioni eseguite per nuovi allacciamenti e/o nuove estensioni rete e risconti per lavori "Metrotranvia Parco Nord- Seregno FS"

Q. Fondi per benefici a dipendenti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Passività al 1° gennaio	1.344	1.506
Oneri finanziari	19	27
Pagamenti effettuati	(149)	(189)
Adeguamento IAS 19	111	-
Passività al 31 dicembre	1.325	1.344

La determinazione del TFR secondo lo IAS 19 ha richiesto l'elaborazione di ipotesi attuariali e finanziarie per tener conto della stima delle componenti attuariali connesse alla durata dei rapporti di lavoro, nonché ad altre ipotesi demografico-finanziarie.

RetiPù Srl ha pertanto provveduto a richiedere ad un esperto professionalmente qualificato ed indipendente l'aggiornamento della valutazione del TFR secondo quanto previsto dallo IAS 19, con riferimento alla data di chiusura dell'esercizio. Le valutazioni attuariali così eseguite hanno evidenziato che le differenze di valutazione emergenti dall'applicazione della metodologia prevista dallo IAS 19 rispetto ai dati contabili sono risultate significative e sono state recepite.

R. Fondi per rischi e oneri

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Fondo rischi e oneri	11.823	11.974	(151)
Totale fondo rischi e oneri	11.823	11.974	(151)

La società ha iscritto al 31 dicembre 2019 un fondo rischi pari a circa 12 milioni di euro così composto:

- > 23 mila euro per stima conguaglio 2018 polizza RCT/RCO;
- > 50 mila euro per oneri contrattuali (TFR e mensilità aggiuntive);
- > 158 mila euro per oneri correlati alla richiesta del cosiddetto "canone ricognitorio";
- > 200 mila euro contenzioso agenzia delle Entrate;
- > 608 mila euro per rischi perequazioni anni precedenti;
- > 650 mila euro per rischi normativi e regolamentazione settore di distribuzione;
- > 750 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica terreno di Via Macallè - Seregno.
- > 2.031 mila euro per rischi da riclassificazione urbanistica del terreno sito in Via Cesare Battisti-Lissone.
- > 963 mila euro per oneri correlati alle transazioni dei TEE;
- > 1.872 mila euro per adeguamento obblighi sostituzione contatori meccanici gas nel rispetto degli obblighi previsti dalla delibera 631/2013/R/gas dell'Autorità;
- > 1.726 mila euro per oneri sostituzione contatori gas elettronici;
- > 1.323 mila euro per oneri sostituzione contatori elettrici 1G;
- > 1.173 mila euro rischi da differenza tra il Valore di Indennizzo dei cespiti distribuzione gas ed il corrispondente valore a Patrimonio Netto:
- > 50 mila euro per oneri collegati alle pratiche utenti in default;
- > 50 mila euro per rischio applicazioni penali a seguito verifica odorizzante;
- > 196 mila euro per oneri contrattuali.

S. Fondo imposte differite

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Imposte differite attive	7.807	7.779
Imposte differite passive	(9.273)	(9.651)
Posizione netta	(1.466)	(1.872)

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite attive confrontati con quelli dell'esercizio precedente:

CREDITI PER IMPOSTE ANTICIPATE		31/12/2019				31/12/2018			
(MIGLIAIA DI EURO)	IMPONIBILE	IRES	IRAP	TOTALE	IMPONIBILE	IRES	IRAP	TOTALE	
Svalutazione crediti	466	112	-	112	466	112	-	112	
Rischi	10.877	2.610	457	3.067	11.028	2.647	463	3.110	
Ammortamenti	7.511	1.803	22	1.825	6.843	1.642	34	1.677	
Ammortamenti su beni conferiti	10.129	2.431	237	2.668	10.362	2.487	237	2.724	
Svalutazione magazzino	-	-	-	-	42	10	-	10	
Premi amministratori e personale	453	109	-	109	470	113	-	113	
1' Totale	29.436	7.065	716	7.781	29.212	7.011	734	7.745	
Rettifiche 1' adozione IAS	88	21	5	26	111	27	6	33	
Totale crediti per imposte anticipate	29.524	7.086	721	7.807	29.323	7.038	740	7.778	

Le imposte differite attive sono state calcolate applicando l'aliquota Ires al 24%. L'aliquota IRAP è pari al 4.2% stabilita per i soggetti esercenti attività in concessione con tariffa regolamentata.

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite passive confrontati con quelli dell'esercizio precedente.

DEBITI PER IMPOSTE DIFFERITE	31/12/2019				31/12/2018				
	(MIGLIAIA DI EURO)	IMPONIBILE	IRES	IRAP	TOTALE	IMPONIBILE	IRES	IRAP	TOTALE
Ammortamenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ammortamenti su beni conferiti	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Plusvalori su beni conferiti	32.825	7.873	1.379	9.252	34.163	8.194	1.435	9.629	
1' Totale	32.825	7.873	1.379	9.252	34.163	8.194	1.435	9.629	
Rettifiche 1' ado- zione IAS	76	18	3	21	76	18	3	22	
Totale crediti per imposte anticipate	32.901	7.891	1.382	9.273	34.240	8.212	1.438	9.651	

Le imposte differite attive sono state calcolate applicando l'aliquota Ires al 24%. L'aliquota IRAP è pari al 4.2% stabilita per i soggetti esercenti attività in concessione con tariffa regolamentata.

Di seguito sono esposti i principali elementi che determinano le imposte differite passive confrontati con quelli dell'esercizio precedente.

T. Debiti commerciali

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Debiti verso fornitori	3.096	3.392	(296)
Debiti per fatture da ricevere	2.911	1.986	925
Totale Fornitori	6.007	5.378	629
Debiti verso Imprese controllanti	432	431	1
Debiti verso Imprese consociate	57	53	4
Totale debiti commerciali	6.496	5.862	634

La voce "Debiti verso fornitori" si compone principalmente dei debiti verso imprese esterne per prestazioni ricevute per interventi di ampliamento, ammodernamento e manutenzione ordinaria sugli impianti di distribuzione del gas metano e dell'energia elettrica.

La voce "Debiti verso controllanti" si riferisce a debiti verso AEB Spa per prestazioni ricevute e a debiti verso il Comune di Seregno. I debiti "Verso consociate" sono relativi a prestazioni ricevute dalla società Gelsia Srl in forza dei contratti intercompany ed alla fatturazione dei corrispettivi dovuti per i contratti di fornitura gas ed energia elettrica

U. Debiti per imposte

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Debiti da consolidato fiscale	-	339	(339)
Erario c/IRPEF	226	297	(71)
Erario c/IRAP	-	86	(86)
Erario c/IVA	82	-	82
Totale debiti per imposte	308	722	(414)

La voce "Erario c/IRPEF" accoglie il debito per oneri relativi alle competenze maturate a favore dei dipendenti alla data di chiusura dell'esercizio e pagato nei primi mesi del nuovo esercizio.

V. Altri debiti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Anticipi e acconti da utenti	4	4	-
Debiti verso istituti di previdenza	543	517	26
Ratei e risconti passivi	286	754	(468)
Altri debiti correnti	2.664	2.527	137
Totale altri debiti	3.497	3.802	(305)

La voce "Debiti verso istituti di previdenza" accoglie il debito per oneri sociali relativi alle competenze maturate a favore dei dipendenti alla data di chiusura dell'esercizio e pagato nei primi mesi del nuovo esercizio.

La voce "Ratei e risconti passivi" è composta dalle seguenti voci:

- > Risconto contributi per impianti per euro 197 mila;
- > Risconto contributi per impianti per euro 51 mila per lavori "Metrotranvia Parco Nord- Seregno FS";
- > Ratei passivi per interessi su mutui per euro 38 mila;

La voce "Debiti diversi" è così composta:

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Debiti verso CSEA per componenti e perequazione	2.025	1.887	138
Debiti v/o il Personale	594	594	-
Debiti diversi	46	46	-
Totale debiti diversi	2.665	2.527	138

I debiti verso CSEA sono costituiti per euro 1.246 mila da debiti per componenti distribuzione gas, euro 779 mila da debiti per componenti EE

05 Commento alle principali voci di Conto Economico Complessivo

A. Ricavi delle vendite e prestazioni

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Ricavi delle vendite	30.646	30.049	597
Ricavi delle vendite diverse	14	16	(2)
Ricavi delle prestazioni	1.974	1.898	(76)
Totale ricavi delle vendite e delle prestazioni	32.634	31.963	671

I ricavi delle vendite si riferiscono all'attività di distribuzione e misura di gas ed energia. Nell'anno 2019 i ricavi presentano un incremento dovuto al riconoscimento degli investimenti effettuati sulle reti e sugli impianti di distribuzione energia elettrica e del gas (sostituzione contatori). I ricavi delle prestazioni sono relativi ad attività correlate all'attività di distribuzione e misura di gas e di energia elettrica svolte per i clienti finali (società di vendita), a prestazioni realizzate per le società del gruppo e a canoni per il servizio di Illuminazione Pubblica.

B. Altri ricavi e proventi operativi

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Contributi diversi	304	305	(1)
Altri ricavi e proventi	1.274	2.313	(1.039)
Totale altri ricavi e proventi operativi	1.578	2.618	(1.040)

La voce "Contributi diversi" si riferisce ai contributi versati dai clienti finali in relazione alle prestazioni eseguite nell'ambito dell'attività di distribuzione gas ed energia elettrica. La voce "altri ricavi e proventi" presenta un significativo decremento generato dalla riduzione di sopravvenienze attive. Nell'anno 2018 erano presenti maggiori ricavi da sopravvenienze attive per 1 milione di euro relativi alla perequazione dei ricavi energia elettrica degli anni precedenti.

C. Acquisti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Acquisti materie prime e materiale di consumo	5.634	3.918	1.716
Altri acquisti	180	102	78
Totale acquisti	5.814	4.020	1.794

La voce presenta un incremento significativo per l'acquisto di misuratori gas e di materiale per la realizzazione degli impianti di Illuminazione Pubblica non ancora ultimati al 31 dicembre 2019

D. Variazione delle rimanenze

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Rimanenze iniziali di materiali	1.455	1.104	351
Rimanenze finali di materiale	(1.569)	(1.455)	(114)
Utilizzo fondo svalutazione magazzino	42	-	-
Totale variazione delle rimanenze	(156)	(351)	(237)

Le maggiori rimanenze sono costituite principalmente dal materiale per la realizzazione degli impianti di Illuminazione Pubblica non ancora ultimati al 31 dicembre 2019. La società ha proceduto a fine anno alla rottamazione di materiale obsoleto alla presenza della Guardia di Finanza.

E. Servizi

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Spese per lavori	3.214	4.245	(1.031)
Prestazioni professionali	1.567	919	648
Organi societari	76	86	(10)
Autoconsumi	651	564	87
Trasporto su rete nazionale	872	835	37
Altri costi per servizi	2.250	2.004	246
Utilizzo locali e attrezzature	24	249	(225)
Utilizzo impianti e affidamento servizi	4.216	4.218	(2)
Altri noleggi	234	246	(12)
Totale costi per servizi	13.104	13.366	(262)

Le spese per lavori presentano un decremento dovuto al fatto che nell'anno 2018 la Società aveva realizzato lo spostamento di sottoservizi commissionati da Città Metropolitana Milano per la realizzazione della "Metrotranvia Parco Nord-Seregno FS". Nel corso dell'anno 2019 la Società ha proseguito e consolidato il percorso denominato Brianza Innovation Lab, volto a posizionarsi come referente territoriale per la trasformazione della Brianza in una smart area. Il percorso delinea il ruolo dell'Utility nel futuro: non solo fornitore di reti e di commodity ma aggregatore di servizi e di soluzioni pensate e sviluppate per il territorio. I costi del progetto sono inseriti nella voce "Altri costi per servizi". L'aumento dei costi per "Prestazioni professionali" deriva dall'incremento di costi per prestazioni tecniche legate alle gare d'ambito e progettazione e dall'aumento delle prestazioni amministrative dovute all'utilizzo delle prestazioni fornite dalla Capogruppo AEB Srl, che nel 2018 erano riferite all'ultimo trimestre. Dal 1° gennaio 2019 la Società ha applicato il nuovo principio IFRS 16 che prevede l'iscrizione del bene oggetto di lease nell'attivo con contropartita un debito finanziario di pari importo. Il diritto d'uso iscritto sarà oggetto di ammortamento sistematico sulla residua durata del contratto. Il debito

finanziario iscritto si ridurrà nel tempo in quanto una quota del canone di noleggio sarà utilizzata a servizio del prestito (a riduzione della quota capitale con iscrizione del relativo onere finanziario). Il canone di noleggio non sarà quindi più iscritto nel margine operativo lordo.

F. Costi del personale

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Salari e stipendi	5.394	5.530	(136)
Oneri sociali	1.751	1.824	(73)
TFR	337	347	(10)
Altri costi	44	59	(15)
Lavoro interinale	41	-	-
Totale costi del personale	7.567	7.760	(193)

Il decremento del costo del personale, rispetto all'anno precedente, è generato dalla collocazione a riposo di 2 dipendenti, dalle dimissioni di un dipendente e dal trasferimento di 8 dipendenti alla Capogruppo AEB SpA.

La Società nell'anno 2019 ha assunto 10 dipendenti in sostituzione dei dipendenti collocati a riposo e che si sono dimessi negli anni precedenti durante i quali vigeva il blocco delle assunzioni.

G. Altri costi operativi

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Oneri di gestione tributari	221	202	19
Contributi associativi	29	34	(5)
Altri costi operativi	1.099	756	343
Totale costi operativi	1.349	992	357

La società nell'anno 2019 ha erogato liberalità deducibili (contributo ai Comuni "le Reti del cuore"), che giustificano l'incremento degli "Altri costi operativi"

H. Costi per lavori interni capitalizzati

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Costi per lavori interni capitalizzati	11.990	11.146	844
Totale	11.990	11.146	844

I costi per lavori interni capitalizzati presentano una variazione in aumento riconducibile ai maggiori lavori effettuati per garantire il mantenimento e allo sviluppo delle reti di distribuzione gas ed energia elettrica nel loro complesso, all'attività di misura destinata all'implementazione del programma di installazione dei contatori elettronici (smart meter), in linea con le delibere dell'Autorità, nonché al completamento delle costruzioni di nuovi impianti di distribuzione gas.

I. Ammortamenti e svalutazioni

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Ammortamenti immobili, impianti e macchinari	8.325	7.818	507
Ammortamenti delle attività immateriali	1.721	1.795	(74)
Svalutazione immobilizzazioni	-	-	-
Totale ammortamenti e svalutazioni	10.046	9.613	433

La voce comprende le quote di ammortamento di competenza economica dell'esercizio, suddivise tra ammortamento degli immobili, impianti e macchinari e l'ammortamento delle attività immateriali

L. Accantonamenti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Accantonamento per rischi su crediti e perdite	58	54	4
Accantonamento per rischi ed oneri	1.981	3.374	(1.393)
Totale	2.039	3.428	(1.389)

La Società sulla base di una approfondita analisi riguardante le singole posizioni ha effettuato ad un accantonamento a fondo svalutazione crediti pari ad euro 58 mila. Si è proceduto ad un accantonamento a fondo rischi per 1.981 mila euro come di seguito esposto:

- > 200 mila euro per rischi perequazione gas anni precedenti;
- > 8 mila euro per stima conguaglio 2017 polizza RCT/RCO;
- > 1.173 mila euro per rischi da differenza tra il Valore di Indennizzo dei cespiti distribuzione gas ed il corrispondente valore a Patrimonio Netto 500 mila euro per rischi connessi alle transazioni dei TEE;
- > 50 mila euro per rischio penali;
- > 50 mila euro per oneri collegati alle pratiche utenti in default.

M. Ricavi e costi non ricorrenti

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Ricavi e costi non ricorrenti	287	-	(287)
Totale	287	-	(287)

La Società ha rilasciato 287 mila euro dal fondo rischi a seguito della chiusura di contenziosi legali ed al ricalcolo dei maggiori oneri derivanti dal collocamento in quiescenza del personale già inquadrato nel CCNL Elettrico.

N. Proventi e oneri finanziari

La gestione finanziaria della Società è oggetto di contratto di cash-pooling con la capogruppo AEB Spa.

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018	VARIAZIONE
Proventi e oneri netti su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale proventi da partecipazioni	-	-	-
Interessi di mora da clienti	6	4	2
Interessi attivi bancari	3	5	(2)
Altri proventi finanziari	-	-	-
Totale proventi finanziari	9	9	-
Interessi passivi su finanziamenti a M/L termine	121	152	(31)
Altri interessi passivi	84	72	12
Totale oneri finanziari	205	224	(19)
Proventi su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Oneri su strumenti finanziari e differenze di cambio	-	-	-
Totale Proventi e oneri	-	-	-
Totale Gestione finanziaria	(196)	(215)	19

O. Rettifica di partecipazioni e attività finanziarie e plusvalenze, minusvalenze da cessioni

La voce non presenta alcun valore iscritto al 31 dicembre 2019

P. Imposte sul reddito

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Imposte correnti	2.326	3.075
Imposte differite	(378)	(452)
Imposte anticipate	(28)	(732)
Imposte anni precedenti	1	-
Totale	1.921	1.891

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRES. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore (24%).

TABELLA DI RICONCILIAZIONE (migliaia di euro)	TOTALI	IMPOSTA
--	--------	---------

Risultato prima delle imposte	6.528	
Onere fiscale teorico IRES (aliquota 24%)		1.567

TABELLA DI RICONCILIAZIONE	PARZIALI	TOTALI	IMPOSTA
----------------------------	----------	--------	---------

Variazioni permanenti in aumento ai fini Ires	852		
Variazioni permanenti in diminuzione ai fini Ires	(811)		

Totale		41	
---------------	--	-----------	--

Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	(3.780)		
--	---------	--	--

Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	(5.654)		
---	---------	--	--

Totale		1.874	
---------------	--	--------------	--

ACE (Deduzione per capitale investito)	(259)		
--	-------	--	--

Imponibile fiscale Ires		8.184	
-------------------------	--	-------	--

Imposta corrente IRES (24%)			1.964
-----------------------------	--	--	-------

La tabella che segue evidenzia la riconciliazione tra l'onere fiscale teorico e l'onere fiscale effettivo dell'IRAP. L'aliquota applicata è quella attualmente in vigore per le imprese che effettuano attività in concessione stabilita nella misura del 4,2% dall'art. 23, comma 5, del DL 98/2011.

TABELLA DI RICONCILIAZIONE IMPOSTA IRAP (MIGLIAIA DI EURO)	PARZIALI	TOTALI	IMPOSTA
Valore della produzione A)	46.202		
Costi della produzione B)	(39.477)		
Differenza (A - B)		6.725	
Costi non rilevanti ai fini IRAP	9.320		
Totale valore della produzione ai fini IRAP		16.045	
Onere fiscale teorico IRAP (aliquota 4,20%)			674
Deduzione e variazione ai fini IRAP	(7.170)		
Totale deduzione e variazioni		(7.170)	
Variazioni permanenti in aumento	805		
Variazioni permanenti in diminuzione	(107)		
Totale variazioni permanenti		698	
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	(2.459)		
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	1.505		
Totale differenze temporanee		(954)	
Imponibili IRAP		8.619	
Onere fiscale effettivo IRAP (aliquota 4,20%)			362

Q. Dividendi

Nel corso dell'esercizio sono stati distribuiti dividendi ordinari per € 2.000.000 riferibili al bilancio chiuso al 31/12/2018 come deliberato dall'Assemblea dei soci di RetiPiù Srl del 29 aprile 2019.

R. Informativa sull'impiego di strumenti finanziari

In relazione all'utilizzo di strumenti finanziari, la società è esposta ai seguenti rischi:

- > rischio di credito
- > rischio di liquidità
- > rischi di mercato

Nella presente sezione vengono fornite informazioni integrative relativamente a ciascuna classe di rischio evidenziata.

05.01 Classi di strumenti finanziari

Gli strumenti finanziari iscritti nella situazione patrimoniale sono così raggruppabili per classi. Il fair value degli strumenti finanziari non è stato calcolato puntualmente, poiché il corrispondente valore di carico nella sostanza approssima lo stesso.

31/12/2019 (MIGLIAIA DI EURO)	A FAIR VALUE A C/E	A FAIR VALUE A PN	A COSTO AMMOTIZ- ZATO	TOTALE VOCE DI BILANCIO	FAIR VALUE ALLA DATA DI BILANCIO
ATTIVITA' FINANZIARIE					
Crediti commerciali	10.910			10.910	10.910
Altre attività correnti	4.639			4.639	4.639
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	2.104			2.104	2.104
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.601			1.601	1.601
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine			7.791	7.791	7.791
Debiti verso banche per finanziamenti a breve				0	0
Altri debiti finanziari – ifrs16	0		1.166	1.166	1.166
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)					
Debiti commerciali	6.496			6.496	6.496

31/12/2018 (migliaia di Euro)	A FAIR VALUE A C/E	A FAIR VALUE A PN	A COSTO AMMORTIZZATO	TOTALE VOCE DI BILANCIO	FAIR VALUE ALLA DATA DI BILANCIO
ATTIVITA' FINANZIARIE					
Crediti commerciali	10.150			10.150	10.150
Altre attività correnti	5.397			5.397	5.397
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso controllante)	3.225			3.225	3.225
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.600			1.600	1.600
PASSIVITA' FINANZIARIE					
Finanziamenti M/L Termine			10.052	10.052	10.052
Debiti verso banche per finanziamenti a breve				0	0
Altri debiti finanziari				0	0
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0			0	0
Debiti commerciali	5.862			5.862	5.862

05.02 **Rischio di credito**

L'esposizione al rischio di credito è connessa alle attività prestate a favore delle società di vendita in relazione al servizio di distribuzione gas ed energia elettrica e agli altri servizi forniti dalla Società. La tabella riporta il dettaglio dei crediti commerciali per anzianità e degli eventuali adeguamenti al presunto valore di realizzo.

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Crediti commerciali	11.670	10.857
Fondo svalutazione crediti	(760)	(707)
Crediti commerciali netti	10.910	10.150
Crediti commerciali totali	10.910	10.150
Di cui scaduti da più di 12 mesi	96	166

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Fondo al 31 dicembre 2018	707	653
Accantonamenti	58	54
Utilizzi	(5)	0
Fondo al 31 dicembre 2019	760	707

La massima esposizione al rischio di credito è rappresentata dal valore contabile delle attività finanziarie ed è parzialmente mitigata da garanzie ricevute dalle società di vendita. Di seguito si fornisce il dettaglio dei valori contabili e delle garanzie ricevute.

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Crediti commerciali	10.910	10.150
Altre attività correnti	4.639	5.397
Altre attività finanziarie correnti (Cash Pooling verso control-lante)	2.104	3.225
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	1.601	1.600
Totale	19.254	20.372

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019	31/12/2018
Fideiussioni da clienti	3.643	3.387
Totale	3.643	2.832

05.03 Rischio di tasso

La società non risulta particolarmente esposta al rischio di variazione dei tassi di interesse, poiché i finanziamenti onerosi sono sia a tasso variabile che fisso. Di seguito si fornisce un'analisi della composizione per variabilità del tasso.

STRUMENTI FINANZIARI FRUTTIFERI (migliaia di Euro)	31/12/2019	31/12/2018
A tasso fisso	-	-
Attività finanziarie	3.705	4.825
Passività finanziarie	-	-
A tasso variabile	-	-
Attività finanziarie	-	-
Passività finanziarie	8.957	10.052

STRUMENTI FINANZIARI INFRUTTIFERI (migliaia di Euro)	31/12/2019	31/12/2018
Attività finanziarie	15.549	15.547
Passività finanziarie	6.496	5.862

La misura dell'esposizione è quantificabile simulando l'impatto sul conto economico e sul patrimonio netto della società di una variazione della curva dell'EURIBOR. Di seguito si riporta la variazione che avrebbero subito l'utile netto e il patrimonio netto nel caso in cui alla data di bilancio la curva dell'EURIBOR fosse stata più alta o più bassa di 25 basis points rispetto a quanto rilevato nella realtà.

STRUMENTI FINANZIARI INFRUTTIFERI (migliaia di Euro)	31/12/2019		31/12/2018	
	EFFETTO SU		EFFETTO SU	
	PATRIMONIO NETTO	CONTO ECONOMICO	PATRIMONIO NETTO	CONTO ECONOMICO
Incremento di [25] bp della curva EURIBOR	(19)	(19)	(25)	(25)
Riduzione di [25] bp della curva EURIBOR	19	19	25	25

05.04 Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità misura la difficoltà della Società ad adempiere alle obbligazioni associate a passività finanziarie. L'approccio della società nella gestione di questo rischio è descritto nella relazione sulla gestione. Di seguito viene fornita un'analisi per scadenza dei flussi di cassa a servizio delle passività finanziarie iscritte in bilancio.

PASSIVITÀ FINANZIARIE 31/12/2019 (migliaia di euro)	VALORE CONTA- BILE	FLUSSI CON- TRAT-TUALI	<1 ANNO	ENTRO 2 ANNI	ENTRO 5 ANNI	OLTRE 5 ANNI
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	7.791	8.017	2.405	2.420	3.192	
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		0				
Altri debiti finanziari – ifrs16	1.166	1.219	255	726	238	
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0	0	0			
Debiti commerciali	6.496	6.496	6.496			
Totale	15.453	15.732	9.156	3.146	3.430	

PASSIVITÀ FINANZIARIE 31/12/2018 (migliaia di euro)	VALORE CONTA- BILE	FLUSSI CON- TRAT-TUALI	<1 ANNO	ENTRO 2 ANNI	ENTRO 5 ANNI	OLTRE 5 ANNI
Passività finanziarie non derivate						
Finanziamenti M/L Termine	10.052	10.419	2.391	2.407	5.285	336
Debiti verso banche per finanziamenti a breve		0				
Altri debiti finanziari		0				
Altri debiti finanziari (Cash Pooling verso controllante)	0	0	0			
Debiti commerciali	5.862	5.862	5.862			
Totale	15.914	16.281	8.253	2.407	5.285	336

A. Operazioni con parti correlate e controllanti

Nell'esercizio sono stati posti in essere i seguenti rapporti economici con parti controllanti e consociate per prestazioni di servizi indispensabili per lo svolgimento dell'attività caratteristica delle parti stesse e della società, regolate a normali condizioni di mercato.

RAPPORTI ECONOMICI (migliaia di euro)	COSTI		RICAVI	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Società controllanti	714	452	559	353
Comune di Seregno	290	277	390	313
A.E.B. S.p.A.	424	175	169	40
Società consociate	311	268	21.679	22.357
Gelsia Srl	296	253	21.564	22.259
Gelsia Ambiente Srl	15	15	115	98

In conseguenza dei suddetti rapporti economici al 31/12/2019, con le medesime parti correlate, si generano i seguenti saldi patrimoniali:

RAPPORTI PATRIMONIALI (MIGLIAIA DI EURO)	PATRIMONIALE ATTIVO		PATRIMONIALE PASSIVO	
	31/12/2019	31/12/2018	31/12/2019	31/12/2018
Società controllanti	3.040	3.646	432	771
Comune di Seregno	96	156	277	277
A.E.B. S.p.A.	2.944	3.490	155	494
Società consociate	6.339	5.921	56	53
Gelsia Srl	6.163	5.842	49	45
Gelsia Ambiente Srl	176	79	7	8

B. Accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale-finanziaria

Non vi sono in essere accordi non risultanti dalla situazione patrimoniale finanziaria che comportano rischi e benefici significativi la cui descrizione sia necessaria per valutare la situazione patrimoniale e finanziaria e il risultato economico della società.

C. Compensi ad amministratori, sindaci e società di revisione

Il compensi corrisposti ad amministratori e sindaci sono indicati di seguito:

(MIGLIAIA DI EURO)	31/12/2019
Amministratori	32
Sindaci	32

I corrispettivi spettanti alla società di revisione, relativi alla revisione legale dei conti annuali e alla revisione contabile dei conti annuali separati ai sensi della delibera 11/07 dell'Autorità, ammontano ad € 12 mila.

D. Informazioni richieste dalla Legge 124/17 art.1 commi 125-129

In adempimento a quanto previsto dalla Legge 124/17 art. 1 comma 125-129 si allega la seguente tabella:

SOGGETTO EROGANTE	IMPORTO RICEVUTO	CAUSALE
Città Metropolitana di Milano	1.730.746	Progetto Metrotranvia Parco Nord -Seregno FS
Provincia di Monza e della Brianza	22.977	Completamento variante centro ospedaliero di Monza

D1 Metrotranvia Parco Nord – Seregno FS

Nel 2017 è stata sottoscritta una convenzione tra RetiPiù, Provveditorato alle OOPP di Lombardia ed Emilia Romagna del Ministero delle Infrastrutture e Trasporti e Città Metropolitana di Milano, per la regolazione dei rapporti connessi alla mappatura, alla progettazione esecutiva e alla realizzazione degli interventi di risoluzione delle interferenze tra gli impianti gas ed energia elettrica in gestione o di proprietà di RetiPiù e la costruenda Metrotranvia Milano Parco Nord – Seregno. I lavori termineranno nell'anno 2019.

D2 Completamento variante per il centro ospedaliero di Monza – 2° lotto, lungo la SP6 Monza-Carate Brianza

Nell'ambito di lavori previsti dalla Provincia di Monza e della Brianza per il completamento della variante alla SP6 per il centro ospedaliero di Monza, nel 2013 si è provveduto a progettare ed eseguire gli interventi di risoluzione delle interferenze con le reti del gas di proprietà di RetiPiù in comune di Lissone. I lavori sono stati completati nell'anno 2018, mentre il relativo contributo è pervenuto nell'anno 2019.

06 Eventi societari e fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 9 gennaio 2020 l'Organizzazione Mondiale della Sanità (OMS) ha dichiarato l'avvenuto isolamento, da parte delle autorità sanitarie cinesi, di un nuovo ceppo di coronavirus mai identificato prima nell'uomo: il 2019-nCoV (conosciuto anche come COVID-2019). Il virus è stato associato a un focolaio di casi di polmonite registrati a partire dal 31 dicembre 2019 nella città di Wuhan, nella Cina centrale. L'Organizzazione mondiale della sanità il 30 gennaio 2020 ha dichiarato l'epidemia da COVID-19 un'emergenza di sanità pubblica di rilevanza internazionale. In Italia, il Consiglio dei Ministri in data 31 gennaio 2020 ha dichiarato, per sei mesi, lo stato di emergenza sul territorio nazionale relativo al rischio sanitario connesso alla diffusione dell'epidemia. Dopo il primo caso di contagio accertato in Italia, avvenuto il 21 febbraio, sono state emanate, a partire dal 23 febbraio, una serie di Decreti e Ordinanze contenenti misure di contrasto e contenimento del diffondersi dell'epidemia sempre più restrittive. Da ultimo, con il DPCM 10 aprile 2020, è stata disposta l'efficacia fino al 3 maggio 2020 delle misure previste per il contenimento del contagio da COVID-19, che riprendono, restringendole ulteriormente, le misure già stabilite dai precedenti DPCM dell'8, 9, 11 e 22 marzo, e del 1° aprile. In particolare, per quanto di nostro interesse, sono stati confermati tutti i divieti di spostamento, in particolare delle persone fisiche con mezzi pubblici e privati, salvo che per comprovate esigenze lavorative, di assoluta urgenza ovvero per motivi di salute. Continuano ad essere sospese, salvo per le attività che possono essere svolte mediante lavoro agile, tutte le attività produttive industriali e commerciali non essenziali e ricomprese in specifici elenchi allegati al decreto stesso. In data 23.02.2020 è stato costituito un Comitato di Emergenza aziendale costituita dai tre Direttori Generali delle società del Gruppo AEB che, sulla base dei provvedimenti e delle indicazioni delle Autorità competenti, monitora costantemente l'evolversi dell'emergenza e adotta le opportune misure garantendo nel contempo la continuità e l'efficienza dei servizi essenziali e necessari, con particolare riguardo a quelli di pronto intervento. Al fine di garantire la salute e la sicurezza delle proprie persone, RetiPiù Srl ha adottato una serie di iniziative volte a limitare il rischio di contagio, collocando tutto il personale non impiegato in attività essenziali in smart working e limitando le attività operative ai soli interventi considerate essenziali per garantire la sicurezza e la continuità dei servizi. Inoltre si è aggiornato il DVR con l'integrazione della valutazione del rischio biologico elaborando, di concerto con il Medico Competente, il documento "DVR SARS COV-2" e la procedura operativa "Gestione Emergenza SARS COV-2", al fine di formalizzare le azioni messe in atto per prevenire il rischio di contagio per i lavoratori e intervenire tempestivamente su eventuali casi di infezione. Nella procedura è stata inserita una checklist di verifica degli adempimenti previsti dalle prescrizioni del D.P.C.M. e del piano anti-contagio predisposto. Tali controlli dovranno essere effettuati da RSPP, RLS e Preposti al fine di dare evidenza in occasione di eventuali controlli dell'ATS, che sembrerebbero attualmente in corso, dell'applicazione e rispetto di idonee misure di prevenzione e protezione. Sono stati inoltre previsti, come allegati della procedura, delle infografiche da affiggere presso i luoghi più sensibili all'interno dell'azienda (accessi, aree break, spogliatoi, bagni, ecc).

Allo stato attuale, tutti gli scenari sviluppati evidenziano che la continuità aziendale, dal punto di vista economico-finanziario, non risulta a rischio. Tuttavia, la Società sta sviluppando un piano per garantire la continuità operativa anche nell'ipotesi di un ulteriore peggioramento della situazione, strutturato per poter dare una risposta ai seguenti punti di attenzione:

- > definire procedure che possano garantire l'operatività aziendale conclusa o perdurando la fase di "lockdown", assicurando la massima sicurezza al personale aziendale e una corretta gestione dei livelli di stress correlato alla situazione emergenziale ed al rischio di contagio connesso all'interazioni fra dipendenti e fra dipendenti e mondo esterno;
- > progettare modalità lavorative che permettano di utilizzare al meglio tutte le risorse e strutture aziendali, anche a fronte di una ridotta disponibilità di personale e di fornitori di servizi esterni;
- > individuare soluzioni alternative per mitigare eventuali anomalie nella catena di rifornimento di materie prime e attrezzature;

- > migliorare il sistema di pianificazione finanziaria aziendale, per prevenire e ridurre i possibili rischi di credito e di liquidità, tramite iniziative di responsabilizzazione ("accountability") finalizzati al rafforzamento della cultura di risk management e alla creazione di maggiore consapevolezza sull'esposizione al rischio e sulle opportunità da cogliere.

RetiPiù ha inoltre posto in essere iniziative a sostegno dell'Emergenza Coronavirus ed in particolare, in accordo con Brianzacque Srl, ha destinato l'intero contributo dell'iniziativa le "Reti del Cuore 2020", alle 62 Amministrazioni Comunali nei cui territori RetiPiù Srl e Brianzacque operano, quale donazione finalizzata al potenziamento degli interventi di prossimità nei confronti di persone anziane, in fragilità e in isolamento, per tutelarne la salute e per una maggiore tranquillità dei loro famigliari durante l'emergenza coronavirus.

Il 20 aprile 2020 le assemblee dei soci di Unareti S.p.A. (con socio unico A2A S.p.A.) e di AEB S.p.A. hanno approvato il progetto di scissione parziale di Unareti in favore della beneficiaria AEB, che sostanzia il progetto di aggregazione territoriale che coinvolge le due multi-utility lombarde, dando avvio alla creazione di un nuovo soggetto industriale nel solco del modello della Multi-utility dei Territori. La società AEB vedrà l'ingresso nel proprio capitale di A2A, con una quota pari al 33,5%, mantenendo la maggioranza delle azioni in capo ai Comuni, con il ruolo di capofila al Comune di Seregno con il 36,5%. A2A, a cui spetterà la nomina dell'amministratore delegato, sarà il partner industriale della società, con diritti di governance tali da consentire il consolidamento con ruolo di direzione e coordinamento. Ai soci pubblici, che designeranno Presidente e Vice Presidente, è assicurato il ruolo decisivo nelle decisioni strategiche. Il progetto di aggregazione sarà perfezionato a valle, in particolare, dell'ottenimento della clearance antitrust, con l'obiettivo di avviare la partnership con efficacia 1 luglio. Gli asset costituenti il perimetro dell'operazione, oltre all'intera partecipazione nella società del Gruppo A2A dedicata alle attività di illuminazione pubblica, includono 79 mila punti di riconsegna gas distribuiti nelle province di Milano e Bergamo che permetteranno a RetiPiù Srl un importante consolidamento della propria quota di mercato nel settore della distribuzione gas.

Con la determinazione n. 1/2020 – DMRT del 31 gennaio 2020, parzialmente rettificata con determina 14 aprile 2020 4/2020 – DMRT, l'Autorità ha definito gli obblighi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di gas naturale, da conseguire nell'anno 2020 da parte dei distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2018. Per RetiPiù Srl, l'obbligo quantitativo per l'anno 2020 è fissato in 46.292 Titoli di Efficienza Energetica (Certificati Bianchi).

Con il documento di consultazione DCO 47/2020/R/EFR del 20 febbraio 2020, l'Autorità, ha presentato i propri orientamenti in merito al contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE, in considerazione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019, confermando sostanzialmente il quadro definito sino ad oggi.

07 Proposte in merito alla destinazione del risultato di esercizio

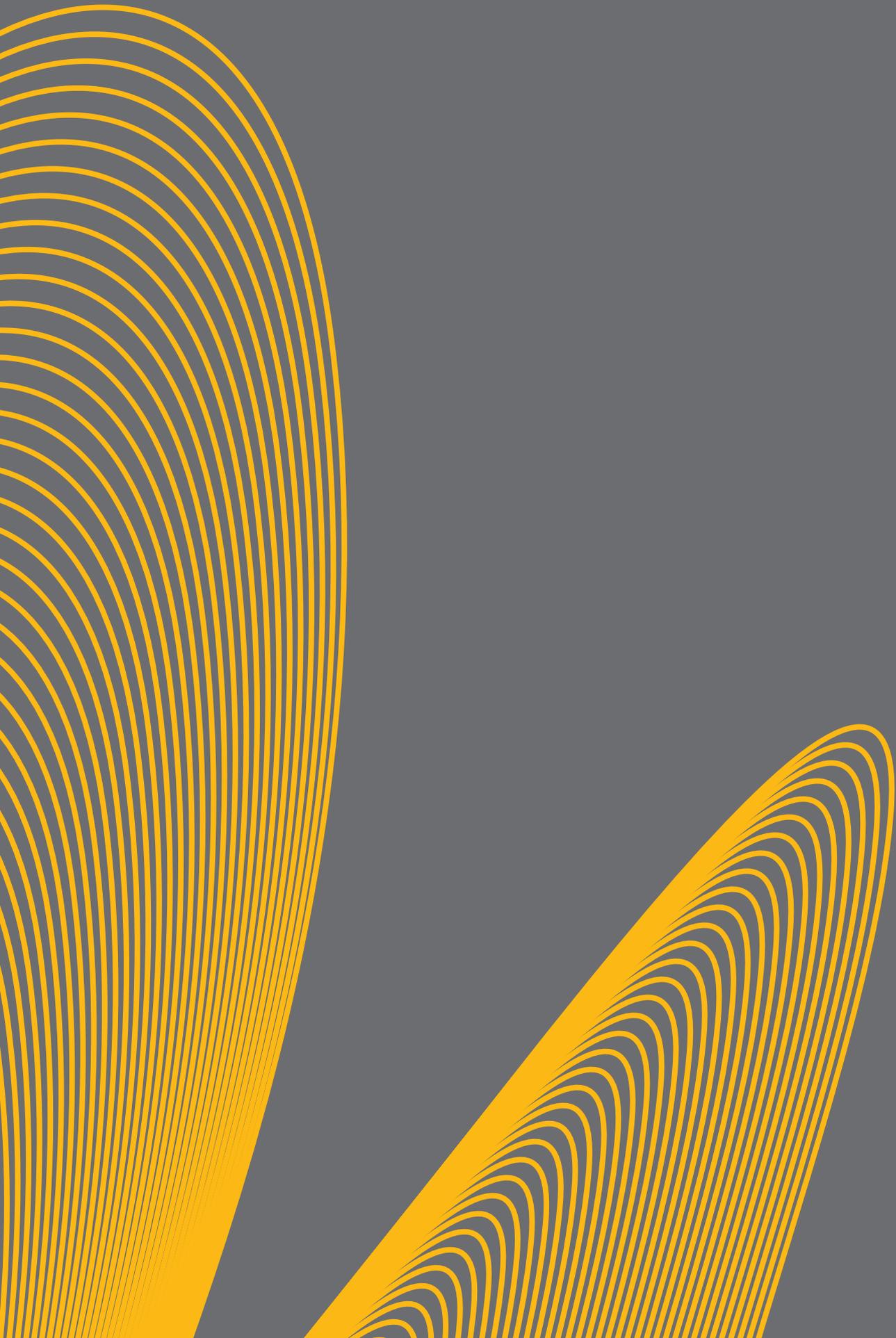
Signori soci,
in relazione a quanto precedentemente esposto ed ai dati indicati nel fascicolo di bilancio, vi proponiamo di:

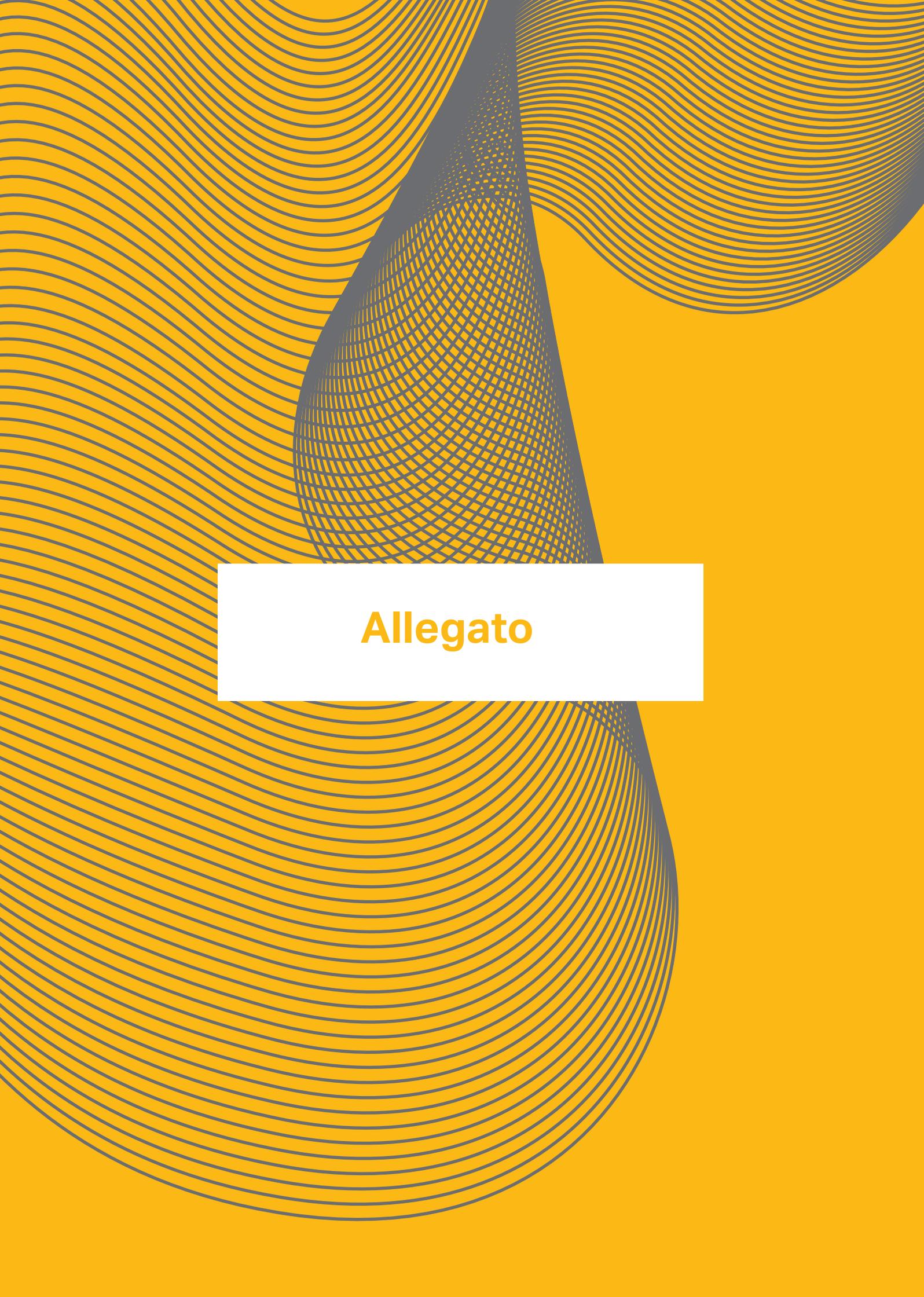
- > approvare il progetto di bilancio d'esercizio al 31.12.2019, che chiude con un utile dell'esercizio di Euro 4.608.379;
- > destinare l'utile netto di esercizio pari a Euro 4.608.379 come segue:
 - > 5% a Riserva Legale per 230.419 Euro;
 - > Euro 2.000.000 la distribuzione quale dividendo in favore dei soci;
 - > Euro 2.377.960 riserva straordinaria;
 - > di porre in pagamento l'indicato saldo del dividendo dell'esercizio 2019 di Euro 2.000.000, al lordo delle eventuali ritenute di legge, a decorrere dal 30 giugno 2020.

Desio, 28 maggio 2020

Il Direttore Generale
Mario Carlo Borgotti

Il Presidente
Mario Carlo Novara



The background features a vibrant yellow field with intricate, wavy blue lines that create a sense of depth and movement. A central vertical element is a blue grid pattern that tapers and curves, adding a geometric contrast to the organic, flowing lines.

Allegato

01 Dati essenziali del bilancio della società che esercita l'attività di Direzione e Coordinamento

La società al 31.12.2019 era controllata da AEB S.p.A.

Ai fini di quanto richiesto dall'art. 2497-bis del Codice Civile si riporta nel prosieguo un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato dalla società AEB S.p.A e riferito all'esercizio 2018.

SITUAZIONE PATRIMONIALE FINANZIARIA AEB S.P.A	ESERCIZIO 2018	
	PARZIALE	TOTALE
ATTIVITA'		
Immobili, impianti e macchinari	24.787.465	
Avviamento e altre attività a vita non definita	-	
Altre attività immateriali	5.064.679	
Partecipazioni	161.543.255	
Altre attività finanziarie non correnti	-	
Altre attività non correnti	89.315	
Imposte differite attive	1.535.205	
Attività non correnti disponibili per la rivendita	-	
Totale Attività non correnti		193.019.919
Rimanenze	964.674	
Crediti commerciali	1.352.077	
Crediti per imposte	1.181.880	
Altre attività correnti	804.346	
Altre attività finanziarie correnti	6.355.816	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	11.273.233	
Totale Attività correnti		21.932.026
TOTALE ATTIVO		214.951.945

PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA	
PATRIMONIO NETTO:	
Capitale sociale	84.192.200
Riserve	67.057.555
Utile (perdita) dell'esercizio	31.793.853
Totale Patrimonio Netto	183.043.608
Finanziamenti	4.673.128
Altre passività non correnti	1.738.707
Fondi per benefici a dipendenti	659.566
Fondi per rischi ed oneri	1.998.566
Fondo imposte differite passive	869.755
Totale Passività non correnti	9.939.722
Finanziamenti	17.193.578
Debiti Commerciali	1.986.369
Debiti per imposte	1.643.365
Altre debiti	1.145.303
Totale Passività correnti	21.968.615
TOTALE PATRIMONIO NETTO e PASSIVO	214.951.945

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO AEB S.P.A.	ESERCIZIO 2018
Ricavi delle vendite	13.785.613
Costi operativi	(11.854.203)
Risultato operativo ante ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (EBITDA)	1.931.410
Ammortamenti	(2.594.410)
Accantonamenti	(6.000)
Ricavi e costi non ricorrenti	-
Totale ammortamenti, svalutazioni, accantonamenti, plusvalenze/minusvalenze e ripristini/svalutazioni di valore di attività non ricorrenti	(2.600.410)
Risultato operativo (EBIT)	(669.000)
Proventi da partecipazioni	32.879.534
Proventi finanziari	19.857
Oneri finanziari	(100.529)
Totale gestione finanziaria	32.798.862
Rettifica di valore di partecipazione e attività finanziarie	-
Risultato ante imposte	32.129.862
Imposte	(336.009)
Utile (perdita) dell'esercizio	31.793.853
Componenti del conto economico complessivo	-
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio	31.793.853

The background features a vibrant yellow color with a complex, abstract pattern of thin, dark grey lines. These lines are arranged in dense, wavy bands that create a sense of depth and movement, resembling a topographical map or a stylized landscape. The lines are most concentrated in the lower half of the image, where they form a large, flowing shape that tapers towards the top.

**Relazione Società di
Revisione e
Collegio Sindacale**

RETIPIU' S.r.l.

Relazione della società di revisione
indipendente ai sensi dell'art. 14 del
D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2019



Tel: +39 02 58.20.10
Fax: +39 02 58.20.14.01
www.bdo.it

Viale Abruzzi, 94
20131 Milano

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39

Ai Soci della
RETIPIU' S.r.l.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. (la Società) costituito dallo stato patrimoniale al 31 dicembre 2019, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note esplicative al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2019, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio della presente relazione.

Siamo indipendenti rispetto alla Società in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria della Società.

Bari, Bergamo, Bologna, Brescia, Cagliari, Firenze, Genova, Milano, Napoli, Novara, Padova, Palermo, Pescara, Potenza, Roma, Torino, Treviso, Trieste, Verona, Vicenza

BDO Italia S.p.A. - Sede Legale: Viale Abruzzi, 94 - 20131 Milano - Capitale Sociale Euro 1.000.000 i.v.
Codice Fiscale, Partita IVA e Registro Imprese di Milano n. 07722780967 - R.E.A. Milano 1977842

Iscritta al Registro dei Revisori Legali al n. 167911 con D.M. del 15/03/2013 G.U. n. 26 del 02/04/2013

BDO Italia S.p.A., società per azioni italiana, è membro di BDO International Limited, società di diritto inglese (company limited by guarantee), e fa parte della rete internazionale BDO, network di società indipendenti.



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10

Gli amministratori della RetiPiù S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2019, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2019 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2019 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, co. 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 9 giugno 2020

BDO Italia S.p.A.

Simone Del Bianco
Socio



Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10

Gli amministratori della RetiPiù S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2019, incluse la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione con il bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2019 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

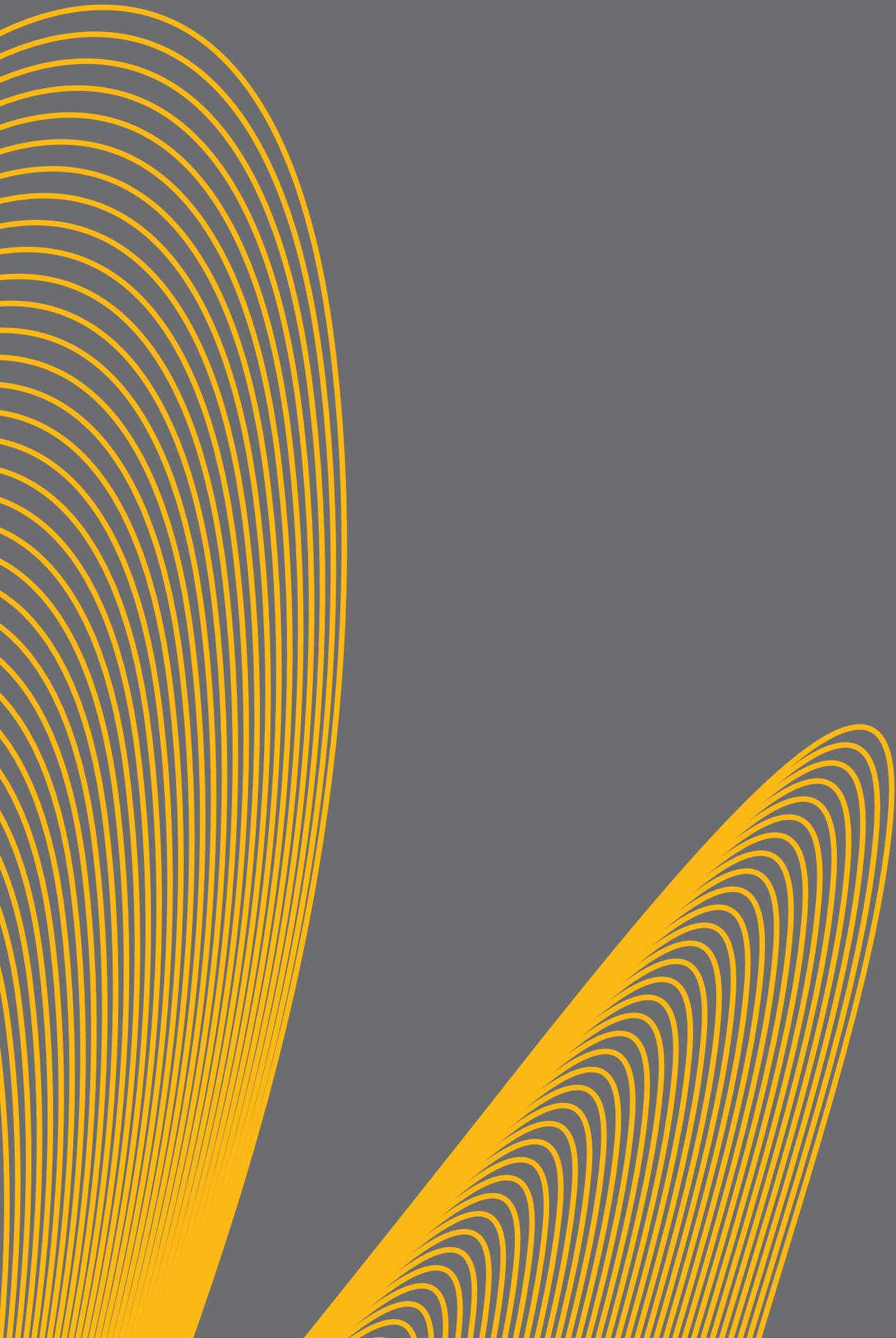
A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della RetiPiù S.r.l. al 31 dicembre 2019 ed è redatta in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, co. 2, lettera e), del D.Lgs. 39/10, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Milano, 9 giugno 2020

BDO Italia S.p.A.

Simone Del Bianco
Socio



RETIPIU' S.R.L.

BILANCIO D'ESERCIZIO AL 31.12.2019

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

ALL'ASSEMBLEA DEI SOCI AI SENSI DELL'ART. 2429, COMMA 2, C.C.

Ai Signori Soci della Società

Nel corso dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 la nostra attività è stata ispirata alle disposizioni di legge e alle Norme di comportamento del Collegio Sindacale emanate dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili.

Attività di vigilanza ai sensi degli artt. 2403 e ss. c.c.

Abbiamo vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto e sul rispetto dei principi di corretta amministrazione.

Abbiamo partecipato alle Assemblee dei Soci ed alle adunanze del Consiglio di Amministrazione, svoltesi nel rispetto delle norme statutarie e legislative che ne disciplinano il funzionamento e per le quali, sulla base delle informazioni disponibili, possiamo ragionevolmente assicurare che le azioni poste in essere sono conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono manifestamente imprudenti, azzardate, in potenziale conflitto di interesse o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale.

Abbiamo acquisito dall'Organo Amministrativo, anche durante le riunioni svolte, informazioni sul generale andamento della Gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggiore rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla Società e, in base alle informazioni acquisite, non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Abbiamo incontrato l'organismo di vigilanza e nell'incontro con i componenti Ciro Trotta, Paolo Bonetti e Mariagrazia Pellerino, rispettivamente presidente e componenti dell'odv di Retipiù, non sono emerse criticità da parte dell'organismo di vigilanza, rispetto alla corretta attuazione del modello organizzativo, che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Abbiamo acquisito informazioni dal soggetto incaricato della Revisione Legale e non sono emerse criticità rispetto all'attività di revisione che debbano essere evidenziate nella presente relazione.

Abbiamo acquisito conoscenza e abbiamo vigilato sull'adeguatezza dell'assetto organizzativo, amministrativo e contabile e sul suo concreto funzionamento, anche in funzione della rilevazione tempestiva di situazioni di crisi o di perdita della continuità, anche tramite la raccolta di informazioni dal Direttore Generale e dai responsabili delle funzioni e a tale riguardo non abbiamo osservazioni particolari da riferire.

Non sono pervenute denunce dai soci ex art. 2408 c.c.

Nel corso dell'esercizio non sono stati rilasciati dal Collegio Sindacale pareri previsti dalla legge.

Nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi altri fatti significativi tali da richiederne la menzione nella presente relazione.

Osservazioni in ordine al bilancio d'esercizio

Per quanto a nostra conoscenza, gli Amministratori, nella redazione del bilancio, non hanno derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, comma 5, c.c.

In considerazione di quanto stabilito nella riunione del 3 Marzo 2020 dal Consiglio d'Amministrazione - delibera n. 211 - ,nel rispetto dell'espressa previsione statutaria, l'assemblea ordinaria per l'approvazione del bilancio verrà convocata entro il maggior termine di 180 giorni dalla chiusura dell'esercizio.

Il Collegio Sindacale non ha rilasciato attestazione ai sensi dell'art. 2426, comma 5, del C.C. in quanto non risultano essere stati iscritti nell'Attivo dello Stato Patrimoniale costi d'impianto e d'ampliamento, costi di ricerca e costi di sviluppo.

I risultati della revisione legale del bilancio sono contenuti nella relazione della Società di Revisione incaricata del 9 Giugno 2020.

Osservazioni e proposte in ordine alla approvazione del bilancio

Considerando anche le risultanze dell'attività da noi svolta il Collegio Sindacale ritiene che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte dei Soci del progetto di bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, così come redatto dagli Amministratori.

Il Collegio Sindacale concorda con la proposta di destinazione del risultato d'esercizio fatta dagli Amministratori.

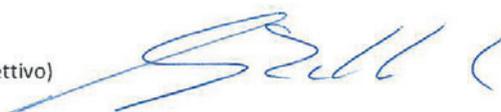
Desio, 10 Giugno 2020

IL COLLEGIO SINDACALE

Giovanna Ceribelli (Presidente)



Fabio Bellotti (Sindaco effettivo)



Guido Ferraro (Sindaco effettivo)



RetiPiù Srl

Società con unico socio

Sede legale

Via Palestro 33 20831 Seregno (MB)

Soggetta a Direzione e coordinamento di AEB SpA

Cap. Soc. Euro 82.498.068,63 i.v.

Cod fisc./P.IVA /Registro Imprese di Monza e Brianza n. 04152790962

MB R.E.A. n. 172935

Sede Operativa

Via Giusti 38

20832 Desio

t. 39.0362.637.637

f. 39.0362.637.638

info@retipiu.it

info@pec.retipiu.it